

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа  
«Технологические машины и оборудования нефтегазового комплекса»

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ Э. А. Петровский  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА  
21.03.01 « Нефтегазовое дело»  
21.03.01.07 «Эксплуатация и оборудование технологических объектов  
нефтегазового производства»  
Тема ВКР «Разработка метода снижения износа обсадных труб»

Руководитель \_\_\_\_\_ К.Т.Н., доцент С.Г. Докшанин  
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_ М. Ю. Мамышева  
подпись, дата инициалы, фамилия

Красноярск 2016

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

«Технологические машины и оборудования  
нефтегазового комплекса»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ Э. А. Петровский

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016г.

ЗАДАНИЕ  
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ  
в форме бакалаврской работы

«        » 2016г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме « Разработка метода снижения износа обсадных труб» содержит 114 страниц, 19 иллюстраций, 37 формул, 15 таблиц, 23 использованных источников.

ИЗНОС, ОБСАДНАЯ КОЛОННА, ТРУБА, ИСТИРАНИЕ, ПРОТЕКТОР, ПРОТЕКТОР-ЦЕНТРАТОР, СПЛАВЫ МЕТАЛЛОВ, МАТЕРИАЛЫ НА ОСНОВЕ ПОЛИМЕРОВ, ПРОТОТИП, МОДЕРНИЗАЦИЯ.

Объект работы: Обсадные колоны

Цель работы:

- анализ причин износа внутренних стенок обсадных колонн;
- информационно-патентный обзор методов защиты от износа внутренних стенок обсадных колонн;
- выбрать прототипы для модернизации;
- предложить конструкцию протектора для установки перед замковым соединением буровых труб;
- выбрать материал протектора;
- выполнить расчет элементов обсадной колонны и внутреннего давления в ней.

В результате информационно-патентного обзора, были выбраны наиболее актуальные прототипы протекторов. Выбраны материал корпуса протектора и материал антифрикционных накладок. Выполнен расчет элементов обсадной колонны и внутреннего давления в ней.

В итоге была предложена модернизация протектора-центратора, выполненного из износостойкого и антифрикционного материала.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	6
Глава 1. Причины возникновения износа обсадных колонн и методы их устранения.....	7
1.1. Причины износа и методы защиты обсадных колонн .....	7
1.2. Причины износа истиранием и методы защиты.....	10
1.3. Существующие методы защиты стенок обсадных колонн .....	12
1.4. Выводы к главе 1 . Постановка целей и задач работы.....	25
Глава 2. Разработка протекторной защиты для уменьшения износа обсадных колонн.....	27
2.1. Прототипы протекторов .....	27
2.2. Модернизация протектора .....	29
2.3. Сплавы металлов, применяемые для изготовления протекторов .....	31
2.3.1. Магниевого сплавы .....	32
2.3.2. Алюминиевые сплавы.....	33
2.3.3. Цинковые сплавы .....	34
2.4. Материалы на основе полимеров .....	35
Глава 3. Обоснование выбора бурового оборудования .....	41
3.1. Расчет обсадных колонн.....	41
3.1.1 Расчет эксплуатационной колонны .....	41
3.1.2. Расчет второй промежуточной колонны .....	44
3.1.3. Расчет первой промежуточной колонны .....	48
3.1.4. Выбор бурового оборудования .....	51
3.2. Расчет обсадных труб на внутреннее давление .....	51
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	54
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ: .....	56
ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	58

## ВВЕДЕНИЕ

Благодаря запасам природного газа и нефти, развиваются отрасли газовой и нефтяной промышленности, это ведет к увеличению объемов работ по проводке глубоких скважин в сложных геологических условиях. Также идет освоение новых месторождений в районах крайнего Севера, в Средней Азии, в Сибири, в шельфовых зонах морей и океанах.

Наиболее распространенными авариями среди других видов аварий является нарушение герметичности обсадных колонн. Они встречаются в процессе эксплуатации и освоения скважины, так же при спуске и креплении колонны. Аварии с обсадными колоннами, в особенности при больших глубинах скважин, вызывают серьезные осложнения, снижают производственные показатели буровых предприятий и отрицательно сказываются на себестоимости буровых работ.

Причинами нарушения герметичности обсадных колонн являются: нарушения под действием внутренних давлений, дефекты металлургического происхождения - плены, закаты металла, трещины или не снятые термообработкой большие внутренние напряжения, дефект заводского характера, резкое изменение температуры скважины, абразивные свойства промывочных буровых растворов, коррозия, физико-механические свойства трубных сталей, режимы движения бурильных труб в обсадной колонне, контактные прижимающие усилия, угол искривления и азимут ствола скважины [1].

В последние годы все более широкое развитие получает метод бурения наклонно-направленных скважин кустовым способом, при котором значительно возрастает количество спуско-подъемных операций в условиях повышенных значений контактных прижимающих усилий. Это, в свою очередь, вызывает более интенсивный износ обсадных колонн при поступательном движении бурильной колонны [2]. Большое число спуско-подъемных операций, особенно на участке интенсивного искривления ствола скважины, приводит к механическому истиранию стенок обсадной колонны. Максимальный износ обычно происходит из-за касания замков бурильных труб, скользящих по стенкам обсадных труб (рис.1). Немаловажная роль принадлежит контактному давлению, возникающему при их соприкосновении. Величина контактного давления будет зависеть от натяжения бурильной колонны и степени интенсивности резких перегибов в зоне контакта.

В случае, если происходит увеличение натяжения бурильной колонны или повышается интенсивность резких перегибов ствола, то контактное давление будет повышаться. При этом самым нежелательным сочетанием условий эксплуатации является большая растягивающая нагрузка на трубы или резкий перегиб ствола в той точке колонны, где имеет место интенсивное вращение бурильных труб.

# **ГЛАВА 1. ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ИЗНОСА ОБСАДНЫХ КОЛОНН И МЕТОДЫ ИХ УСТРАНЕНИЯ**

## **1.1. Причины износа и методы защиты обсадных колонн**

На основе практических данных выявлено, что среди других видов аварий нарушения обсадных труб и колонн являются наиболее распространенными. Они встречаются как при спуско-подъемных операциях, так и при эксплуатации. Аварии с обсадными колоннами, в особенности при больших глубинах скважин, вызывают серьезные осложнения, снижают производственные показатели буровых предприятий и отрицательно сказываются на себестоимости буровых работ.

Нарушения обсадных колонн под действием внутренних давлений - наиболее популярный вид аварий. В основном они происходят при процессах, связанных с действием повышенных давлений: при продавливании раствора перед промывкой скважины после спуска обсадной или потайной колонны, выдавливании цементного раствора за колонну при креплении скважины, росте внутренних давлений в колонне в результате экзотермической реакции при твердении цементного раствора, создании повышенных внутренних давлений при испытании обсадной колонны на герметичность, возникновении больших внутренних давлений при ликвидации водогазопрооявлений и других ремонтных работах. Наиболее частым повреждением от внутренних давлений подвержены обсадные эксплуатационные колонны, в отдельных случаях - промежуточные колонны и реже - кондукторы и направления. Нередко давления, зафиксированные при разрыве труб в процессе гидроопрессовки, оказываются значительно ниже расчетных. В таких случаях лабораторная проверка разрушенных труб обычно обнаруживает у них дефекты металлургического происхождения - плены, закаты металла, трещины или не снятые термообработкой большие внутренние напряжения. Иногда лабораторный анализ материала труб колонны, разорвавшейся от внутреннего давления, не обнаруживает у них дефектов заводского характера. Так как, в этих случаях действуют не выявленные дополнительные нагрузки, повлекшие за собой нарушения прочности обсадных колонн. Важный фактор, отрицательно действующий на прочность колонн, - резкое изменение температуры скважины.

Нагрев колонны в период затвердевания цемента, а также в начальный период эксплуатации фонтанирующих скважин, вызывая чрезмерное повышение внутреннего давления, может привести к деформации колонны и нарушению ее целостности. Во избежание подобного явления, с целью периодического снижения давления, развиваемого внутри обсадных колонн при твердении цементного раствора, необходимо устанавливать на цементирующей головке автоматический предохранительный клапан. Для контроля изменений давления в обсадных колоннах необходимо оборудовать цементируемые головки регистрирующими манометрами. Также с целью

предотвращения нарушения колонн не рекомендуется переносить место установки обратных клапанов тарельчатого типа в верхнюю часть спускаемой колонны, поскольку при этом исключается возможность стравливания излишнего давления в той части колонны, которая расположена ниже обратного клапана. Для повышения надежности обсадных колонн кроме приведенных выше рекомендаций следует особое внимание уделять комплектованию и подготовке труб в трубных подразделениях. При контрольной гидроопрессовке трубы следует испытывать на максимально допустимые давления. Необходимо проводить гидроиспытание всех обсадных труб больших диаметров, предназначенных для спуска в качестве промежуточных колонн в глубокие и ответственные скважины.

Нарушения колонн в виде смятия под действием наружных давлений также довольно многочисленны. Смятие обсадных труб происходит чаще с промежуточными колоннами больших диаметров как при их спуске в скважину, так и в процессе бурения. Основная причина смятия обсадных колонн при спуске в скважину - повышение суммарных гидростатических и гидродинамических давлений в скважине до опасной для колонны величины. Повышению гидростатических давлений способствует установка в нижней части спускаемой колонны обратного клапана тарельчатого типа. При наличии обратного клапана по мере спуска колонны из скважины выдавливается промывочный раствор, а давление за колонной растет. Гидродинамические давления зависят от скорости спуска колонны, разности диаметров ствола скважины и спускаемых труб, от степени подготовленности ствола скважины, пара метров бурового раствора и ряда других факторов. Анализ подобных аварий показывает, что повреждения колонн вызываются недостаточной подготовкой ствола, нарушением технологии спуска колонн и дефектами обсадных труб. Для успешного доведения обсадных колонн до проектной глубины необходимо добиться надлежащей подготовки и чистоты ствола скважины выбора соответствующей скорости спуска колонны и параметров промывочного раствора. При использовании же обратного клапана тарельчатого типа, во избежание роста колонной чрезмерных гидростатических давлений, следует в процессе спуска колонны тщательно следить за уровнем жидкости в ней и систематически заполнять ее в соответствии с планом спуска.

Случаи смятия труб эксплуатационных колонн диаметром 168 мм и менее в процессе спуска их в скважину почти отсутствуют. Причиной смятия промежуточных колонн при проводке скважины часто является влияние горного давления в зоне пластичных и текучих пород. Смятию способствует протираание стенки труб бурильными замками, долотами и другими инструментами в процессе спуско-подъемных операций и бурения скважины роторным способом. Как было установлено наблюдениями, значительное количество случаев смятия колонн приходится на концы обсадных труб с резьбами заводского крепления. Это объясняется тем, что сопротивление смятию резьбовых концов по сравнению с теплом трубы несколько ниже. Поэтому при спуске обсадных колонн со слабо закрепленными резьбовыми



соединениями происходит смятие этих концов труб. Не прикрытая муфтой часть резьбы отрицательно влияет на устойчивость трубы против внешних давлений. О повреждении колонны судят по увеличению нагрузки на крюке, падению уровня жидкости за колонной, поступлению жидкости в колонну из затрубного пространства. С целью предупреждения смятия, расчет колонн следует проводить с учетом влияния горного давления и возможного износа труб [3].

Под действием растягивающих нагрузок могут произойти страгивание и вырыв труб из резьбового соединения или обрыв трубы по телу. Поскольку у обсадных труб прочность нарезанных концов ниже прочности тела трубы, нарушение колонны под действием растягивающих нагрузок происходит чаще по причине выхода трубы из муфты. Это сопровождается малой деформацией резьбы трубы и муфты. Образующая конуса резьбы трубы принимает форму изогнутой линии, шаг резьбы несколько растягивается, а профиль витков приобретает наклонную форму. Тяжело обнаружить деформацию резьбы, без специального оборудования. Обрыв труб по телу под действием растягивающих нагрузок встречается редко (при наличии в их теле дефектов металлургического происхождения). Много причин, приводящих к деформации резьбовых соединений под действием расчетных нагрузок, большинство из них регулярно повторяются. Прочность и плотность резьбового соединения достигаются свинчиванием его крутящим моментом оптимальной величины и применением смазки надлежащего качества. При этом геометрические параметры резьб труб и муфты, взаимное расположение после принудительного крепления должны соответствовать требованиям ГОСТ 632-80. Кроме того, надежность резьбового соединения можно обеспечить лишь при соответствующей соосности резьб свинчиваемых концов - трубы и муфты. При свинчивании несоосных между собой, резьбовых концов из-за перекоса их осей происходит неправильное сопряжение резьб, деформируются отдельные их витки, образуются глубокие риски и другие повреждения, характерные для заедания резьбы. Ненормальное сопряжение резьб обнаруживается по недовинчиванию соединения и сильному нагреву муфты. Подобные соединения, оказавшись при натяжении колонны под нагрузкой, разрушаются, и труба выходит из сопряжения с муфтой. Однако даже выполненные в полном соответствии с требованиями стандарта и правильно свинченные резьбовые соединения могут быть разрушены, если к колонне труб будут приложены растягивающие нагрузки, превышающие величины, на которые рассчитана прочность труб и резьбовых соединений.

Применение излишних растягивающих нагрузок зачастую разъясняется неожиданным прихватом спускаемой колонны и намерением бурильщика стремительнее от неё избавиться. Во избежание нарушений обсадных колонн по причине некачественности резьбовых соединений и дефектов металлургического происхождения, необходимо организовать на трубных подразделениях тщательную проверку соответствия качества труб и резьб, требованиям стандарта и подвергать их контрольной

гидроопрессовке. При свинчивании резьбовых соединений как на трубопрокатных заводах, так и на буровых необходимо соблюдать правильное положение торца муфты по отношению к последней нитке резьбы трубы при оптимальной величине крутящего момента. С целью проверки и докрепления слабо свинченных заводских соединений рекомендуется спускать обсадные трубы с применением клиновых захватов, а не на двух элеваторах.

## 1.2. Причины износа истиранием и методы защиты

Нарушение промежуточных обсадных колонн из-за износа и повреждений их внутренней поверхности случаются часто. Возникновение этого вида нарушений связано с объемом работ трения, произведенных бурильной колонной и инструментом во время спуско-подъемных операций и вращения, до момента спуска по следующей колонны (рис.1.). Этот вид нарушений колонн особенно характерен для роторного способа бурения [3].

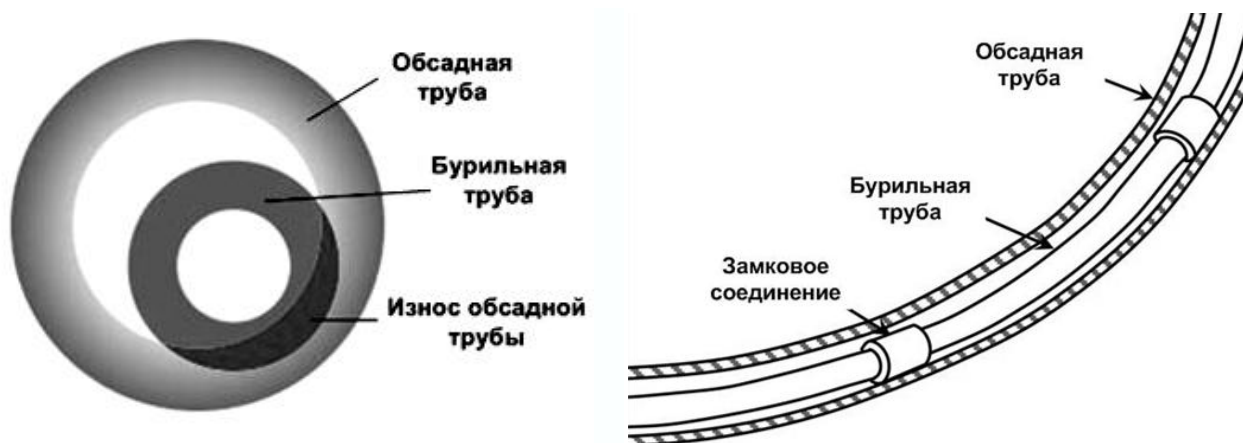


Рисунок 1 – Истирание стенок обсадной колонны при спуско-подъемных операциях

Износ промежуточной колонны активно возрастает с увеличением глубины бурения, и избежать его полностью буквально невозможно. С целью уменьшения с износа следует обеспечить все бурильные трубы, работающие внутри промежуточной колонны, протекторными кольцами. При бурении глубоких скважин, особенно роторным способом, довольно часто протираются верхние обсадные трубы промежуточных колонн, а еще чаще - первая труба от устья. В случаях снижения уровня промывочной жидкости в верхней части колонны характер трения между бурильными замками и стенкой обсадных труб меняется и вместо жидкостного трения появляется сухое, вызывающее повышение температуры и интенсивный износ.

Причиной нарушения промежуточной колонны также может служить ее повреждение при транспортировке долота, которое при перемещении вниз может врезаться своими режущими элементами в колонну, строя ее по образующей. Степень опасности повреждения колонн долотами различных типов разная, однако все типы долот, применяющиеся в настоящее время в

отечественной нефтяной промышленности, в той или иной степени повреждают обсадные колонны. При нарушении соосности между вышкой и ротором или между ротором и устьем скважины усилие, прижимающее бурильный инструмент к обсадной колонне, значительно возрастает, что способствует более быстрому износу обсадных труб. Интенсивный износ двух верхних труб может быть вызван при искривленном бурении ведущей трубы. Находящаяся под превентором, протертая верхняя обсадная труба может нарушить герметичность скважины.

С целью предотвращения износа верхних труб промежуточных колонн необходимо следить за систематическим заполнением скважины жидкостью, за соосностью ротора и скважины. При бурении скважины роторным способом отмечаются также случаи отрыва от кондукторов или промежуточных колонн одной из трех труб с башмачным патрубком. Подобные аварии как правило связаны с недоведением колонн при спуске до забоя или до места перехода на меньший диаметр, а также со смещением оси колонны по отношению к нижней части скважины. При наличии под башмаком колонны «кармана» большого диаметра и несоосности стволов при переходе с большого диаметра на меньший создаются условия для искривления бурильной колонны, увеличения усилия прижатия и возникновения ударов замков о стенки скважины. В следствии этого обсадные трубы нижней части колонны в большинстве случаев интенсивно протираются, от нее отрываются одна или несколько труб и перемещаются вниз до места перехода скважины на меньший диаметр. Оторвавшиеся от колонны трубы формируют затруднения при работе, изредка даже возникает угроза ликвидации скважины. Как показывает практика проводки скважин, длительные работы в колонне способствуют повреждению обсадных промежуточных колонн. Помимо работ по бурению скважин, к ним относятся: работы по борьбе с осложнениями, по ликвидации сложных аварий и забуливанию новых стволов. На интенсивность истирания труб влияют: резкие перегибы ствола скважины, разгрузка обсадной колонны на полный вес при устье, вызывающая значительный изгиб нижней части колонны и др. Таким образом, для предохранения обсадных колонн от износа необходимо достичь максимальной вертикальности ствола скважины при бурении.

При бурении наклонно-направленных скважин, с целью уменьшения износа нижней части обсадной колонны, набор кривизны следует начинать как можно дальше от башмака колонны, но не менее чем на расстоянии 100 м. Совершать переход от вертикального ствола в наклонный следует крайне размеренно, не допуская резких перегибов оси ствола. Верхние две трубы обсадной колонны, особенно при роторном бурении скважин, рекомендуется подбирать с наиболее толстой стенкой или использовать трубы большего диаметра. С целью уменьшения интенсивного истирания верхних труб обсадной колонны, рекомендуется устанавливать резиновое протекторное кольцо на нижний переводник ведущей трубы, заранее проточив на переводнике шейку. Рекомендуется не допускать длительной работы утяжеленных бурильных труб напрямую в обсадной колонне. При подъеме из

скважины бурильной колонны необходимо сразу заполнять скважину жидкостью. При спуске обсадной колонны следует обязательно доводить ее до забоя или до места перехода скважины на меньший диаметр. В нижней части обсадной колонны на длине 50-100 м следует устанавливать самые толстостенные трубы. Один из путей повышения надежности конструкции скважин применение сменных обсадных колонн, которое особенно эффективно отражается при проводке сверхглубоких скважин. Оно позволит увеличивать выходы из колонны, сохранять диаметр скважины постоянными, заменять обсадные колонны при их коррозии, изнашивании и повреждениях, и будет способствовать успешной борьбе с авариями при бурении путем их частичного подъема. Преимуществом применения сменных обсадных колонн также является возможность проворачивания их при одностороннем износе. При этом достигается распределение износа по периметру сечения труб поворотом их через определенное время[3].

В нефтепромысловой практике часто встречаются случаи нарушения целостности обсадных эксплуатационных колонн в зоне фильтра в процессах освоения и эксплуатации скважины. В первом случае эти нарушения являются следствием действия перфорации, а во втором - разрушения пород призабойной зоны и образования выработки вокруг нижней части колонны [20]. Поэтому выбор рациональной конструкции забоя и правильное заканчивание скважин - важнейшие мероприятия в обеспечении повышенной надежности обсадной эксплуатационной колонны. В конструкции забоя скважины, особенно в месторождениях, коллекторы которых представлены слабосцементированными песками и рыхлыми породами, необходимо предусматривать известные методы борьбы с пескопроявлением (гравийные фильтры, песочные якоря)[3].

### **1.3. Существующие методы защиты стенок обсадных колонн**

Протектор-центратор (рис. 2)., содержащий эластичную армированную гильзу, состоящую из двух створок, одной стороной соединенных между собой шарниром, а с другой стороны - стержнем-фиксатором, на одной стороне одной из створок выполнен по крайней мере один выступ с продольным отверстием, на контактирующей с ней стороне другой створки выполнена впадина для размещения указанного выступа с образованием гильзой замкнутого контура и продольное отверстие, совмещаемое с отверстием в выступе для размещения в указанных отверстиях стержня-фиксатора, отличающийся тем, что он снабжен дополнительным стержнем, жестко связан со стержнем-фиксатором посредством перемычки, имеющим длину рабочей части, не меньшую длины рабочей части стержня-фиксатора, и размещен в дополнительном отверстии, выполненном в одной из створок, и ограничителем перемещения стержней, закрепленным на дополнительном стержне на расстоянии от перемычки, не меньшем длины рабочей части стержня-фиксатора с возможностью взаимодействия при размыкании створок с упором, размещенным в дополнительном отверстии [4].

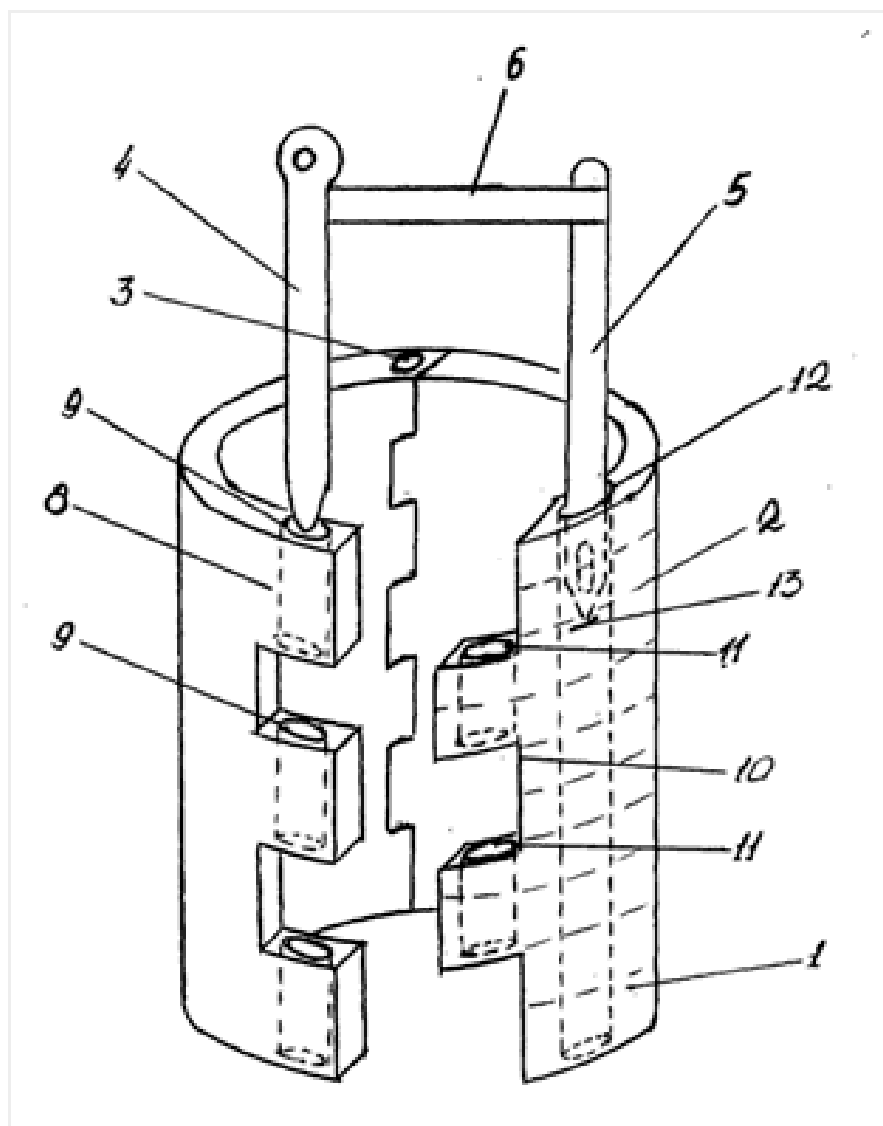


Рисунок 2 – Протектор-центратор: 1-гильза, 2- оголенная арматура, 3- шарнир, 4- стержень-фиксатор, 5- стержень, 6- перемычка, 7- ограничитель (язычок), 8-выступ, 9- отверстие, 10-впадины, 12-отверстие, 13- упор.

Протектор для бурильных труб (рис.3.), содержащий разъемную эластичную оболочку с внутренним металлическим каркасом, выполненным с рядами отверстий, по высоте, в которых установлены армирующие элементы, жестко связанные с каркасом, эластичные прокладки и соединительные клинья, отличающийся тем, что, с целью повышения надежности работы протектора за счет увеличения жесткости каркаса и уменьшения деформации концевых участков эластичной оболочки, каждый армирующий элемент выполнен в виде полого усеченного конуса, имеющего цилиндрический поясok у меньшего основания для размещения в отверстии каркаса и буртик на торце пояска, при этом армирующие элементы размещены в верхних и нижних рядах отверстий каркаса и обращены большими основаниями к наружной поверхности эластичной оболочки, а буртиками к ее внутренней поверхности [5].

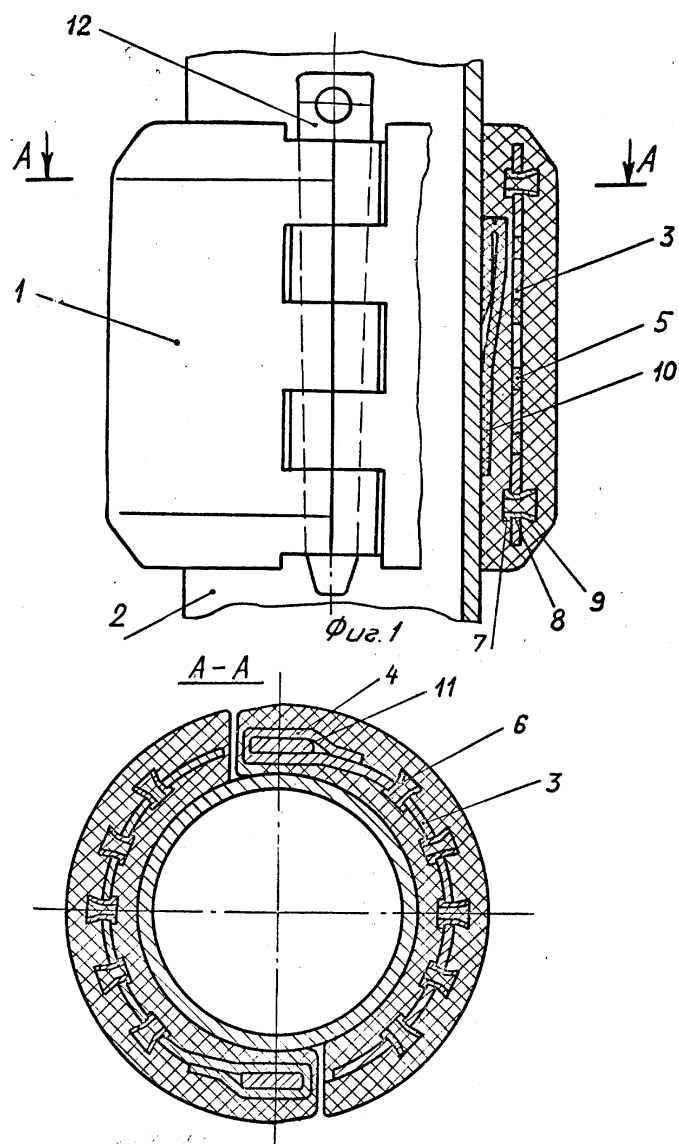


Рисунок 3- Протектор для бурильных труб: 1-оболочка, 2- бурильная труба, 3- металлический каркас, 4- петли, 5- отверстия, 6- втулка, 7 – цилиндрический буртик, 8 – цилиндрический пояс, 9- усеченный конус, 10- прокладка, 11- отверстия, 12 соединительные клинья.

Протектор для обсадной колонны (рис. 4.), содержащий корпус. Изобретение относится к области бурения скважин, в том числе глубоких и сверхглубоких, предназначенных для добычи нефти и газа, и может быть использовано для предохранения обсадной колонны труб от изнашивания в процессе эксплуатации. Решаемой задачей или целью изобретения является повышение надежности и долговечности устройства. Устройство включает корпус с присоединительными резьбами, а углубления на корпусе выполнены в виде продольных пазов (например, четырех), расположенных по периметру окружности корпуса и направленных вдоль его оси с возможностью размещения в них изнашиваемых (заменяемых) элементов, при этом как в корпусе, так и в изнашиваемых элементах предусмотрены симметричные канавки в направлении периметра окружности корпуса с возможностью размещения в них напряженных колец, кроме того, наружная поверхность

изнашиваемых (заменяемых) элементов выполнена по радиусу, соответствующему радиусу обсадной колонны, при этом изнашиваемые (заменяемые) элементы выполнены из антифрикционного материала (например, текстолит, бронза, полиуретан и т.п. [6].

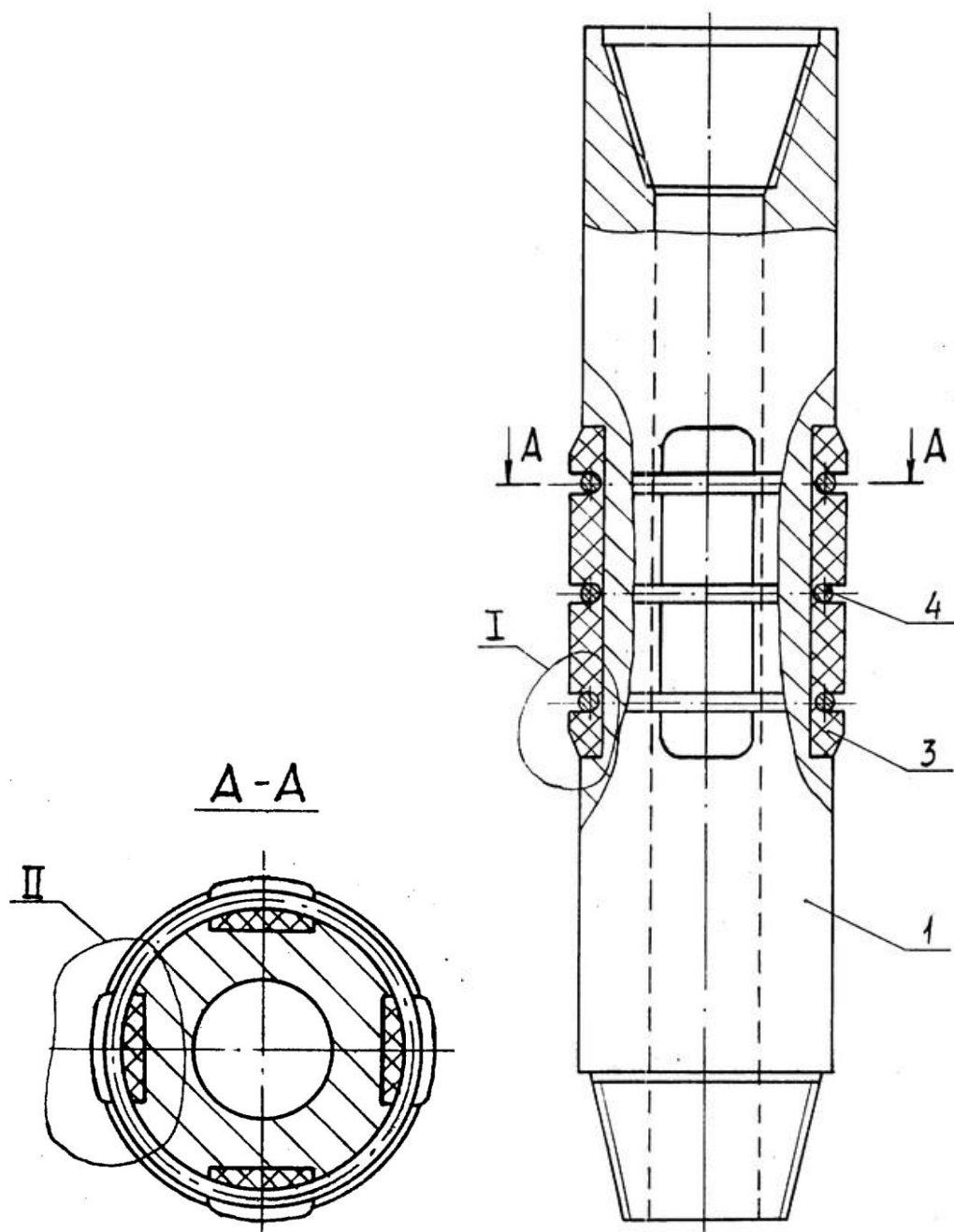


Рисунок 4 - Протектор для обсадной колонны : 1-корпус, 2 – продольные углубления, 3 – заменяемые изнашиваемые элементы, 4 – стальные кольца.

Протектор для бурильных труб (рис. 5.), включает упругий корпус и металлический каркас, причем корпус выполнен из полиэфирного термоэластопласта Хайтрел-4056. Данное техническое решение имеет следующие преимущества: упругопрочностные свойства в 5 раз выше, чем у резин на основе нитрильных каучуков, при удельных нагрузках ниже 20

$\text{Н/мм}^2$  термоэластопласт не подвергается износу истиранием, разъемная конструкция позволяет оперативно монтировать протектор в условиях буровой. Коэффициент трения "сталь-термоэластопласт" близок к нулю, что позволяет увеличить эксплуатационный ресурс протектора. В результате использования протектора обеспечивается надежное разделение бурильных труб и обсадной колонны в процессе технологического цикла [7]

Таблица 1- Данные по испытанию протекторных материалов на износ и трение

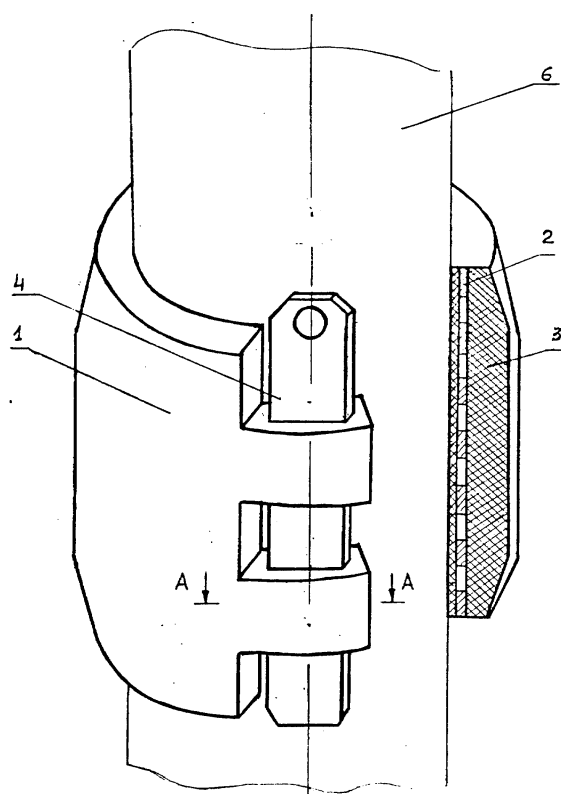
Наименование материала	Удельная нагрузка, $\text{Н/мм}^2$	Линейный износ, мм	Кoeffиц. трения "сталь-протек."	Кoeffиц. объемного износа, $\text{мм}^3/\text{Дж}$
Протектор фирмы "Weatherford" на основе нитрильного каучука	P=9,6	0,02	0,117	$1,3 \times 10^{-5}$
	P=13,8	0,03	0,124	$1,5 \times 10^{-5}$
	P=20,0	0,092	0,131	$1,8 \times 10^{-5}$
Термоэластопласт фирмы "Хайтрелл"-4056	P=9,6	отс.	отс.	отс.
	P=20,0	0,03	0,084	$0,30 \times 10^{-5}$
Резина на основе нитрильного каучука с антифрикционными добавками	P=9,6	0,01	0,084	$0,43 \times 10^{-5}$
	P=20	0,06	0,108	$1,98 \times 10^{-5}$

Таблица 2 – Сравнительные данные протекторных материалов

Наименование материала	Удельная нагрузка, $\text{Н/мм}^2$	Линейный износ, мм	Кoeffиц. трения "сталь-протек."	Кoeffиц. объемного износа, $\text{мм}^3/\text{Дж}$
Протектор фирмы "Weatherford" на основе нитрильного каучука	P=9,6	0,02	0,117	$1,3 \times 10^{-5}$
	P=13,8	0,03	0,124	$1,5 \times 10^{-5}$
	P=20,0	0,092	0,131	$1,8 \times 10^{-5}$
Термоэластопласт фирмы "Хайтрелл"-4056	P=9,6	отс.	отс.	отс.
	P=20,0	0,03	0,084	$0,30 \times 10^{-5}$
Резина на основе нитрильного каучука с антифрикционными добавками	P=9,6	0,01	0,084	$0,43 \times 10^{-5}$
	P=20	0,06	0,108	$1,98 \times 10^{-5}$

Сравнительные данные таблиц 1 и 2 показывают, что термоэластопласт по своим качествам превосходит резину на основе нитрильного каучука.





A - A

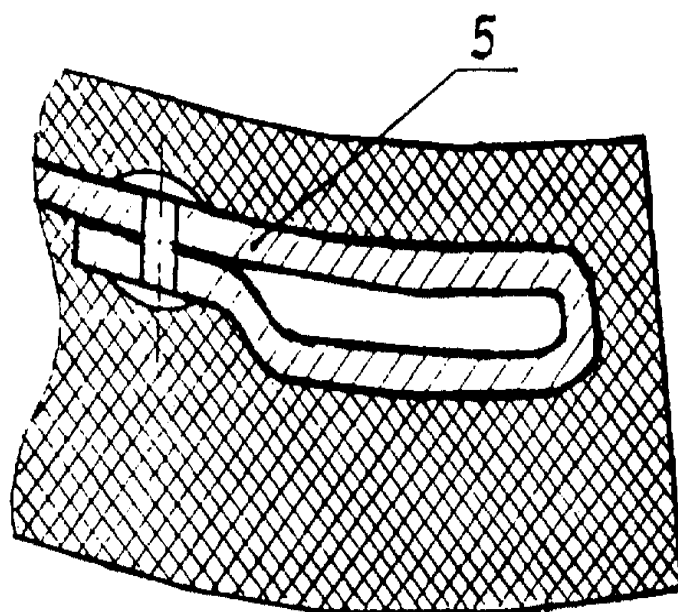


Рисунок 5 - Протектор для бурильных труб и замок протектора: 1- разъемные оболочки, 2- каркас, 3 - полиэфирный термоэластопласт, 4 - клиновый штырь, 5 - клиновой замок . 6 – бурильные трубы.

Протектор клиновой (рис.6.), содержащий корпус с расположенными на нем клиновыми замками, состоящими из двух скоб, соединенных между собой

клином с технологической планкой, расположенной в направляющем пазу левой скобы, отличающийся тем, что дно направляющего паза левой скобы выполнено с выступом, при этом величина зазора между выступом и внутренней поверхностью скобы меньше толщины технологической планки, выполненной с возможностью фиксации путем деформирования [8].

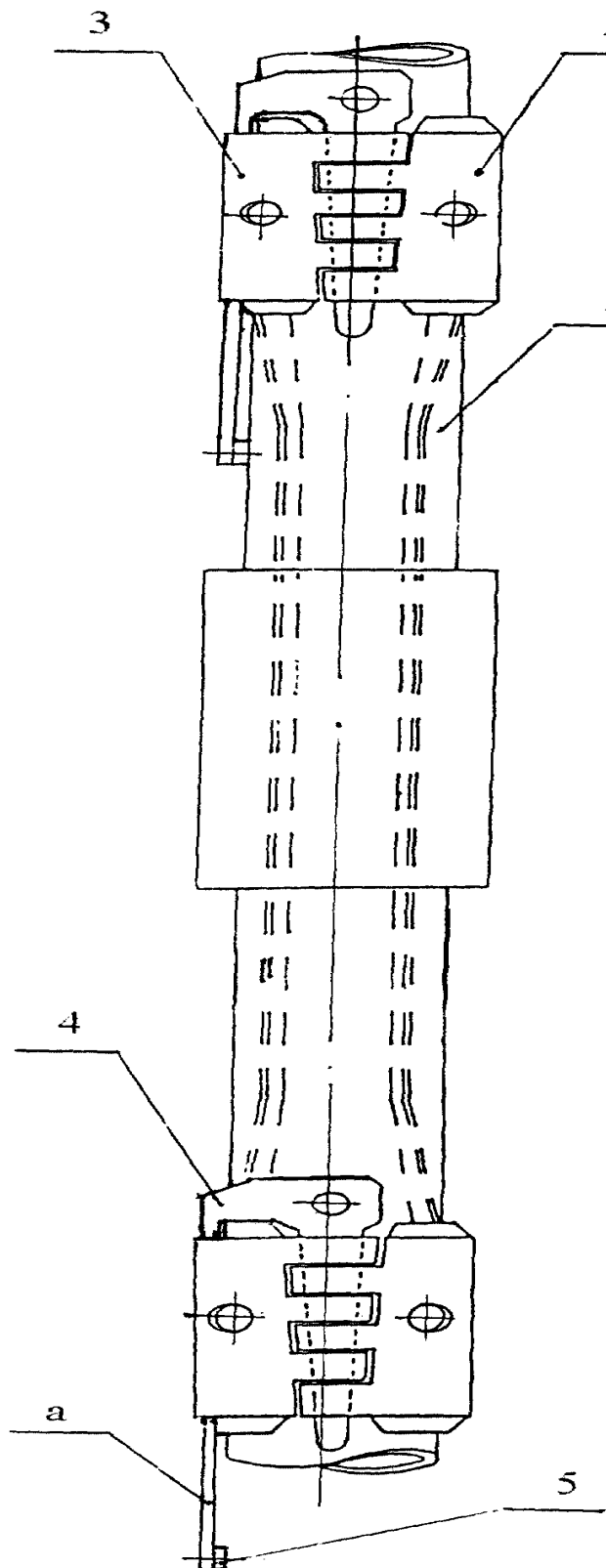


Рисунок 6 – Клиновый протектор: 1 – корпус, 2 – правая скоба, 3 – левая скоба, 4 – клин,

Устройство для предохранения от взаимного истирания труб бурильных и обсадных (рис. 7.) , содержащее, как минимум, два закрепленных по длине трубы протектора, каждый из которых выполнен с разъемным по образующей цилиндрическим металлическим корпусом, снабженным наружным эластичным элементом с ребрами для взаимодействия с трубой обсадной или стенкой скважины, внутренним эластичным элементом для предотвращения осевого смещения протектора относительно трубы, и механизм запирания протектора на трубе, отличающееся тем, что ребра наружного эластичного элемента выполнены разной высоты, а их свободные концы образуют поверхность, эксцентрично размещенную относительно оси бурильной трубы, при этом внутренний эластичный элемент выполнен в виде втулки с кольцевыми канавками для предотвращения от проворота, размещенными по высоте на внутренней ее поверхности, а наибольшие ребра наружного эластичного элемента смежных протекторов размещены под углом 150-200° друг относительно друга[9].

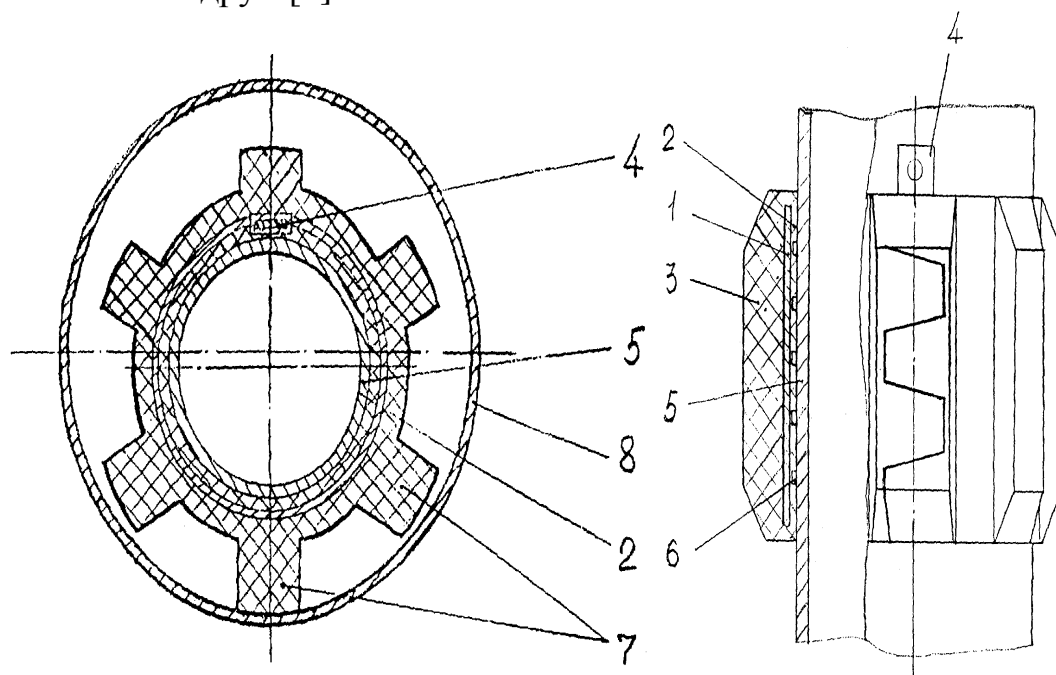


Рисунок 7 - Устройство для предохранения от взаимного истирания труб: 1- металлический корпус, 2 – внутренний эластичный элемент, 3 – наружный эластичный элемент, 4 – механизм запирания, 5 – бурильная труба, 6 – кольцевые канавки, 7 – ребра, 8 – стенка обсадной трубы.

Компания WWT International создала протектор WWT Non-Rotating Drillpipe Protector(NRP)<sup>TM</sup> (рис. 8.) , который предотвращает изнашивание труб, уменьшает вращающийся момент бурильного инструмента, минимизирует деформацию, уменьшает поверхностное натяжение колонны и уменьшает усталостный износ, за счет специализированного материала протектора, выдерживающий высокую температуру до 260 °С, и устойчивости к продуктам коррозии[10].

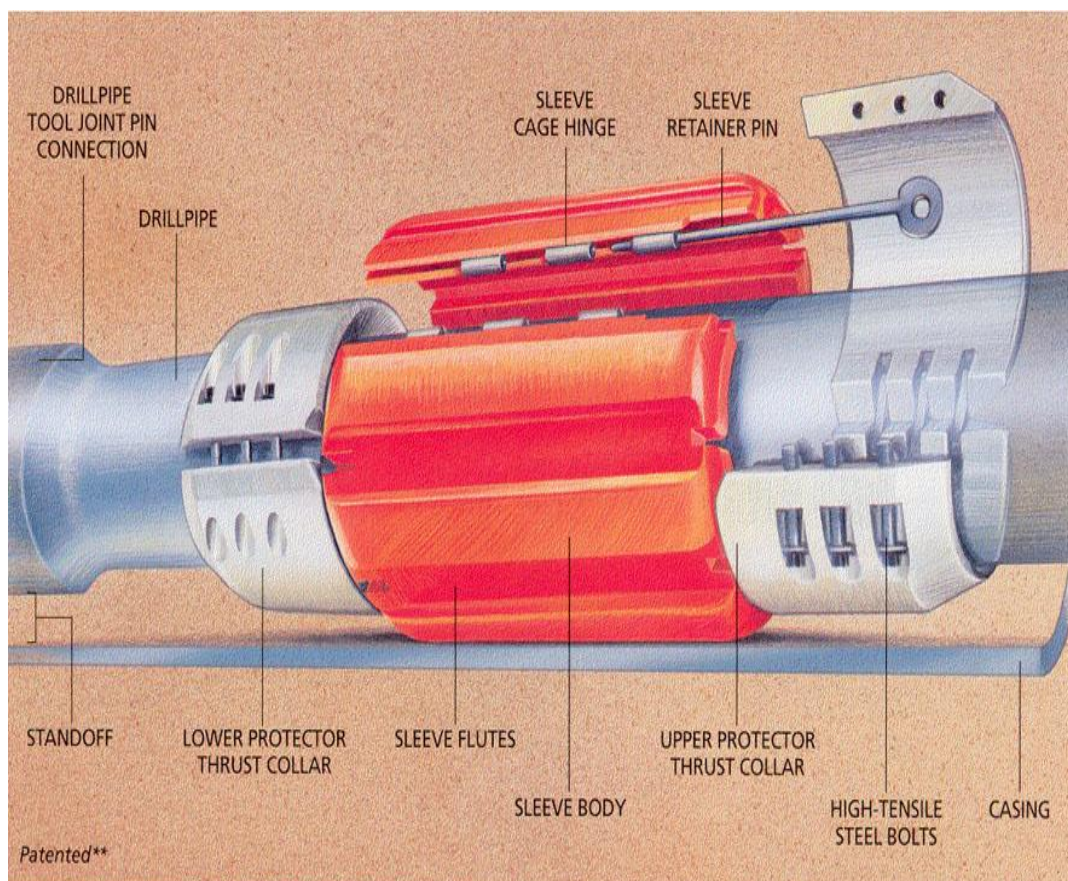


Рисунок 8 - протектор *WWT Non-Rotating Drillpipe Protector(NRP)*™

Компания Halliburton выпустила в 2011 году Protech CRB™ Centralizers (рис. 9.), неметаллический протектор, который прикрепляется к бурильной трубе, не уменьшается в размерах и не перемещается, чрезвычайно стойкий и обладает ударопрочностью, обеспечивает низкий коэффициент трения, коррозионностойкий, может быть установлен на любом сорте трубы [11].



Рисунок 9 - протектор Protech CRB™ Centralizers.

Устройство для центрирования обсадных колонн в скважине. Центратор для обсадной колонны включает полый корпус, выполненный в виде двух цилиндрических колец, соединенных между собой центрирующими элементами. На цилиндрических кольцах под углом к их продольной оси размещены упругие планки для турбулизации восходящего потока цементного раствора, благодаря чему предлагаемая конструкция обеспечивает повышение качества цементирования обсадных колонн (рис.10). Предлагаемое техническое решение значительно повышает качество цементирования обсадной колонны, повышается эксплуатационная надежность скважины. Для улучшения проходимости центратора при спуске в скважину и повышения качества цементирования обсадных колонн в скважинах центратор имеет возможность вращаться вокруг трубы колонны, а планки выполнены с возможностью их прижимания к цилиндрическим кольцам.[12]

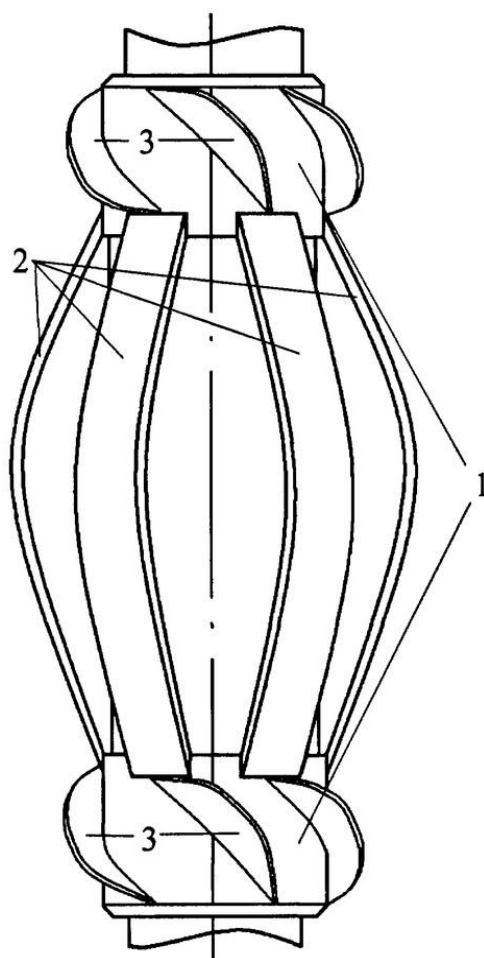


Рисунок 10 - Центратор для обсадной колонны скважины: 1-полый корпус с цилиндрическими концами в виде колец, 2-центрирующие ребра, 3-упругие планки, направленные под углом к продольной оси цилиндрических колец 1.

Протектор содержит корпус, состоящий из двух элементов, сжимаемых вокруг буровой трубы (рис.11). На наружной поверхности корпуса размещены уменьшающие трение элементы, которые контактируют с внутренней поверхностью обсадной трубы. Эти элементы выполнены в виде

сферических, цилиндрических или эллиптических роликов, изготовленных из низкофрикционного материала. Ролики установлены в гнездах и удерживаются в них за счет того, что размеры отверстий в гнездах меньше габаритов роликов. Часть тела каждого ролика выступает за габариты отверстия гнезда и контактирует с внутренней стенкой обсадной трубы. Гнезда прикреплены к корпусу протектора. в центраторе обсадной колонны, содержащем установочный элемент, опорные элементы, оси с размещенными на них роликами, уменьшающими трение, согласно изобретению установочный элемент выполнен в виде двух колец, опорные элементы выполнены в виде упругих планок, концы которых прикреплены к установочным кольцам, упругие планки в средней части имеют коробчатое поперечное сечение, в дне короба выполнены, по крайней мере, два паза для выхода роликов, оси роликов установлены в отверстиях, выполненных в бортах короба, между бортами коробов упругих планок и трубой, на которой установлен центратор, предусмотрен зазор при ненагруженном центраторе.

Кроме того, технический результат достигается тем, что упругие планки имеют винтовую конфигурацию относительно продольной оси симметрии центратора.

Технический результат достигается также тем, что оси роликов выступают за габариты бортов коробов упругих планок, ролики, уменьшающие трение, установлены попарно на консолях осей, при этом в упругих планках отсутствуют пазы для выхода роликов[13].

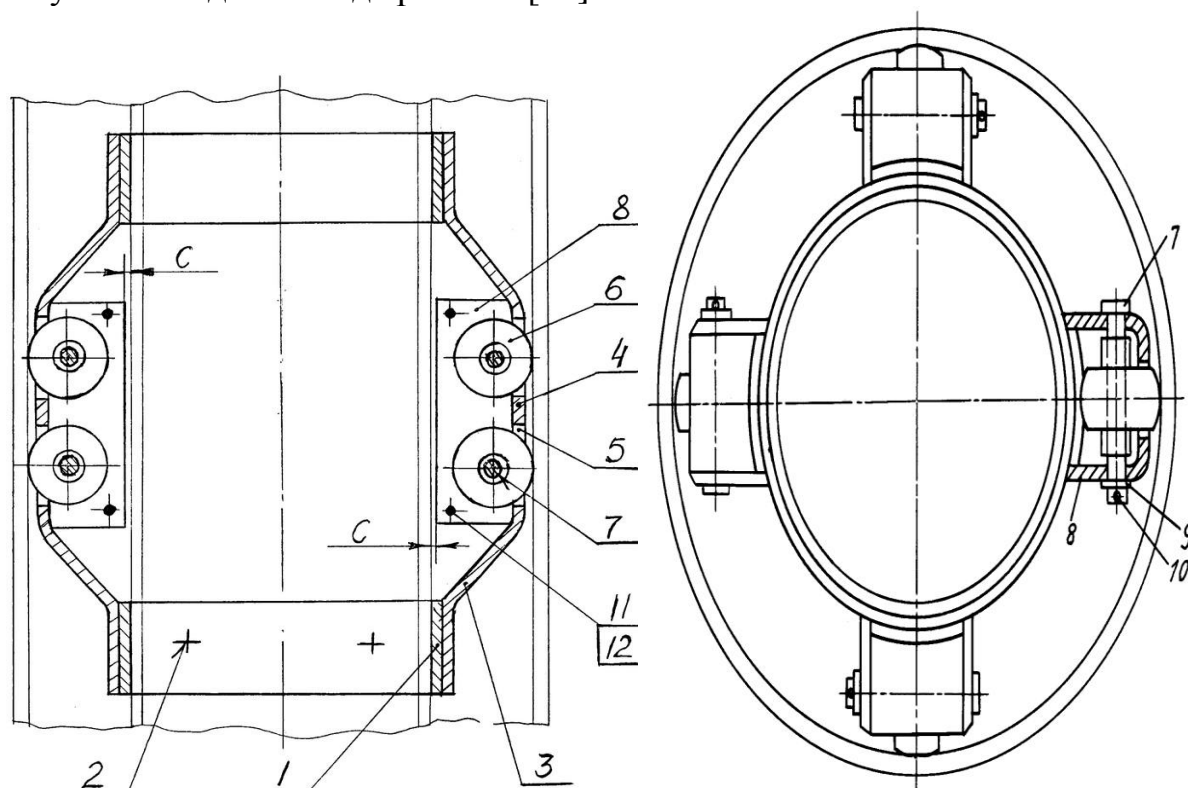


Рисунок 11 - Центратор : 1-установочные кольца -, 2 - резьбовые отверстия, 3 - упругие планки, 4 – короб, 5- пазы, 6 – ролики, 7 – оси роликов, 8 – борты короба, 9 – шайбы, 10 – шпинты, 11 – заклепки, 12 – распорные втулки.

Ниппельный и межсекционный стабилизатор (рис.12), включающий переводник, установленную на нем с возможностью вращения втулку с ребрами, образующую с переводником полость, заполненную смазкой, установленный в этой полости радиальный подшипник скольжения, уплотнения и расположенные по торцам втулки упорные подшипники скольжения из износостойкого материала, отличающийся тем, что радиальный подшипник скольжения выполнен в виде чередующихся колец из антифрикционного металла и регулировочных колец, причем последние выполнены в продольном разрезе с Т-образным сечением и имеют толщину, меньшую толщины антифрикционных металлических колец.

Стабилизатор, отличающийся тем, что наружные поверхности ребер втулки имеют антифрикционное покрытие из фторопластовых лаков и композиций[14].

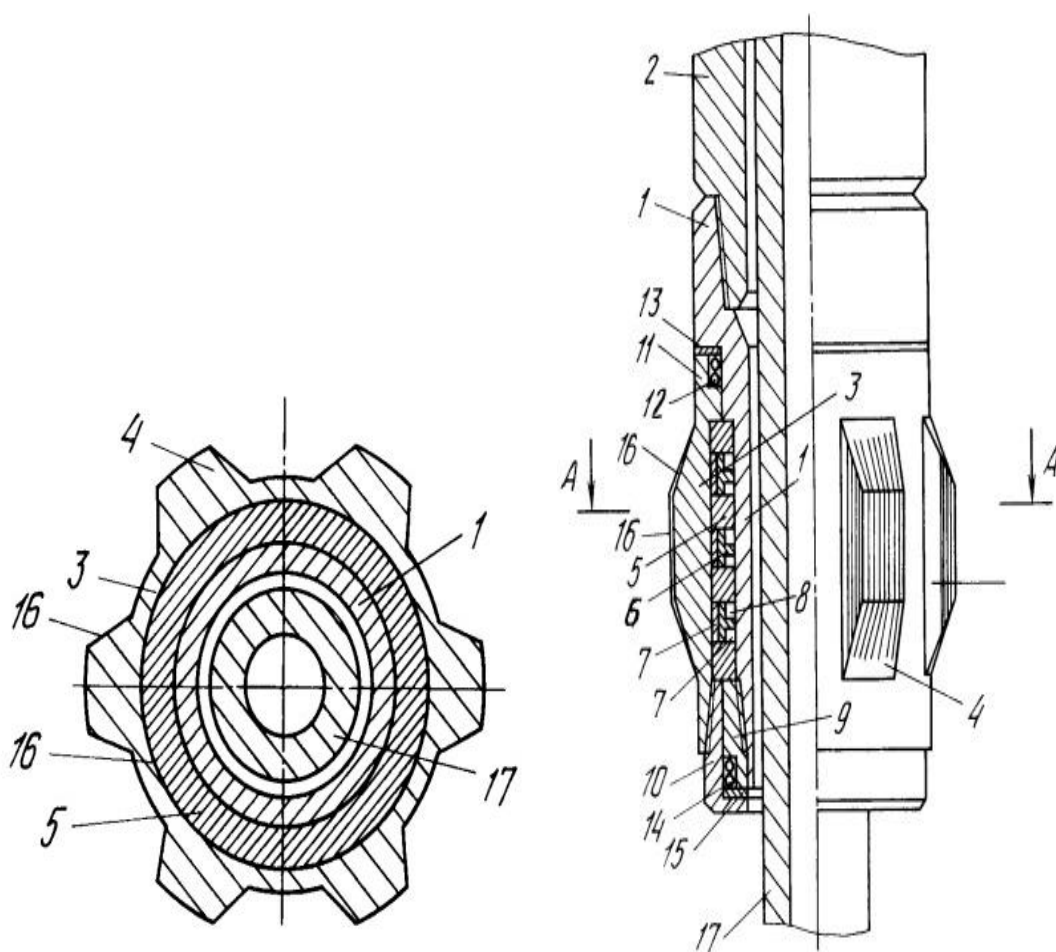


Рисунок 12- Ниппельный и межсекционный стабилизатор: 1 – переводник, 2 – корпус забойного двигателя, 3 – втулка, 4 – ребра, 5 – антифрикционные металлические кольца, 6 – регулировочные кольца, 7 – свободные полости, 8 – смазка, 9 – внутренняя гайка, 10 – наружная гайка, 11 – верхний торцовый упор, 12 – фторопластовые уплотнения, 13 – упорное кольцо из износостойкого и антифрикционного материала, 14 – нижние уплотнения, 15 – упорное износостойкое кольцо, 16 – антифрикционное покрытие, 17 – вал забойного двигателя.

Протектор пружинный с двойной защитой ПП-73 (рис.13) предназначен для крепления силового кабеля электропогружного насоса к колонне труб и для



его защиты от механических повреждений при спускоподъемных операциях как в обычных, так и в наклонно направленных скважинах[15].

Обтекаемая конфигурация двух защитных экранов исключает «зацепы» протектора при спускоподъемных операциях об обсадную колонну даже на участках скважины, имеющих кривизну. Пружинные захваты располагаются ниже и выше муфтового соединения насосно-компрессорных труб (НКТ) и защищены двумя экранами от контактов с обсадной колонной. Шарнирные и замковые соединения так же защищены от механического воздействия. Для монтажа и демонтажа протектора применяется специальный ключ.

Преимущества:

- протектор обеспечивает надежное крепление кабеля к колонне НКТ.
- при спускоподъемных операциях исключает контакт кабеля со стенками и стыками эксплуатационной колонны по всей длине подвески, тем самым предотвращает износ брони и защищает кабель от ударных нагрузок.
- исключает растяжение и скручивание кабеля.
- значительно увеличивает срок службы кабеля.

Протектор прост в использовании, монтаж его занимает от 10 до 15 секунд, демонтаж 5-7 секунд.

Протектор удобен в эксплуатации при любых погодных условиях [15].



Рисунок 13 - Протектор пружинный с двойной защитой ПП-73

Протектор пружинный ПП-1Н73 (рис.14) предназначен для крепления кабеля питания погружного электрического насоса к колонне труб на нефтедобывающих скважинах и защите кабеля от механических повреждений при спускоподъемных операциях.

Устройство содержит корпус с продольным пазом под кабель и шарнирно соединенные с корпусом зажимные скобы. На противоположной стороне корпуса установлены два фиксатора. На скобах имеются пазы под фиксаторы и



отогнутые пружинные пластины. Для создания предварительного натяжения скоб при фиксации устройства, в верхней и нижней частях корпуса имеются упоры, а на скобах – пазы. В продольный паз введены прямоугольные отверстия для установки съемных скоб по краям корпуса протектора. Скобы изготовлены из пружинной стали. Для установки скоба заводится за край корпуса и проталкивается вперед до попадания выступа скобы в отверстия корпуса. Демонтаж скоб производится в обратной последовательности. Диапазон толщин фиксируемого кабеля с установленными сменными скобами составляет 10-14 мм, без скоб – 13-17 мм. Съемные скобы при желании потребителя может не поставляться или до заказываться [16].



Рисунок 14 - Протектор пружинный ПП-1Н73

#### **1.4. Выводы к главе 1 . Постановка целей и задач работы**

Развитие технологий бурения повысило возможность разработок сложных скважин для увеличения нефте- и газоотдачи продуктивных горизонтов при освоении месторождений. Разработка пластов наклонным и горизонтальным бурением способствует сокращению затрат на обустройство промысла, упрощает процессы автоматизации добычи и обслуживания скважины, а также решает вопросы охраны окружающей среды при освоении месторождений.

В то же время, следствием таких технологий является повышенный механический износ обсадной колонны в местах ее искривления, что по-прежнему является серьезной проблемой, которая вызывает огромные экономические потери и снижает безопасность буровых работ при спуско-подъемных операциях. Это обусловлено резким снижением их надежности за счет снижения сопротивления смятию, появлением деформаций труб и сквозного протирания обсадных колонн, возникновением серьезных аварийных ситуаций. При этом интенсивность протирания обсадных колонн зависит от сил

прижатия и трения соединительных замков бурильных труб к их внутренней поверхности.

Интенсивность износа поверхности обсадных труб можно уменьшить путем снижения коэффициентов трения, уменьшением сил прижатия замков к стенке обсадной колонны, снижением интенсивности локального искривления на отдельных участках ствола.

Цель данной работы заключается в нахождении эффективного способа защиты обсадных труб от износа элементами бурильных труб и их соединениями и создания более благоприятных эксплуатационных условий разработки скважины при спуско-подъемных операциях.

Для этого в работе были решены следующие задачи:

1. Проведен информационно-патентный анализ причин износа внутренних стенок обсадных колонн и методов его снижения;
2. Рассмотрен метод применения протекторной защиты для снижения износа, изучены отечественные и зарубежные конструкции протекторов и протекторов-центраторов;
3. Выбраны прототипы протекторов для модернизации его конструкции;
4. Предложена конструкция протектора для установки перед замковым соединением бурильных труб, выбран материал для антифрикционных накладок;
5. Выполнен расчет элементов обсадной колонны и внутреннего давления в ней.

## **ГЛАВА 2. РАЗРАБОТКА ПРОТЕКТОРНОЙ ЗАЩИТЫ ДЛЯ УМЕНЬШЕНИЯ ИЗНОСА ОБСАДНЫХ КОЛОНН**

### **2.1. Прототипы протекторов**

В настоящее время существует множество протекторов для защиты обсадных колонн и замковых соединений бурильных труб от истирания.

За основу разработки были выбраны патенты № 11258 и патент № 2288341.

Протектор-центратор (№ 11258) содержит эластичную армированную гильзу, состоящую из двух створок, с одной стороны соединенных между собой шарниром, а с другой стороны - стержнем-фиксатором, на одной стороне одной из створок выполнен по крайней мере один выступ с продольным отверстием, на контактирующей с ней стороне другой створки выполнена впадина для размещения указанного выступа с образованием гильзой замкнутого контура и продольное отверстие, совмещаемое с отверстием в выступе для размещения в указанных отверстиях стержня-фиксатора.

Основным недостатком известного устройства, как и всех аналогичных, является то, что при проведении ремонтных работ необходимо раскрывать эластичную гильзу. Для этого выбивают соединительный стержень-фиксатор из отверстий створок. Эта операция требует достаточных усилий и стержень-фиксатор, вылетая, падает на землю или в снег, в лужу, что приводит к неудобствам при проведении ремонтных работ, потери во времени, замене стержня-фиксатора при его утере и тому подобное.

Задачей является обеспечение удобства при проведении ремонтных и других работ, связанных с эксплуатацией скважины, сокращение времени ремонта, экономия материалов.

Техническое решение данной задачи достигается за счет того, что протектор-центратор снабжен дополнительным стержнем, жестко связан со стержнем-фиксатором посредством перемычки, имеющим длину рабочей части не меньшую длины рабочей части стержня-фиксатора и размещенным в дополнительном отверстии, выполненном в одной из створок, и ограничителем перемещения стержней, закрепленным на дополнительном стержне на расстоянии от перемычки не меньшем длины рабочей части стержня-фиксатора с возможностью взаимодействия при размыкании створок с упором, размещенным в дополнительном отверстии. Задача решается также за счет того, что стержень-фиксатор выполнен в виде клина, имеющего ограничитель перемещений [4].

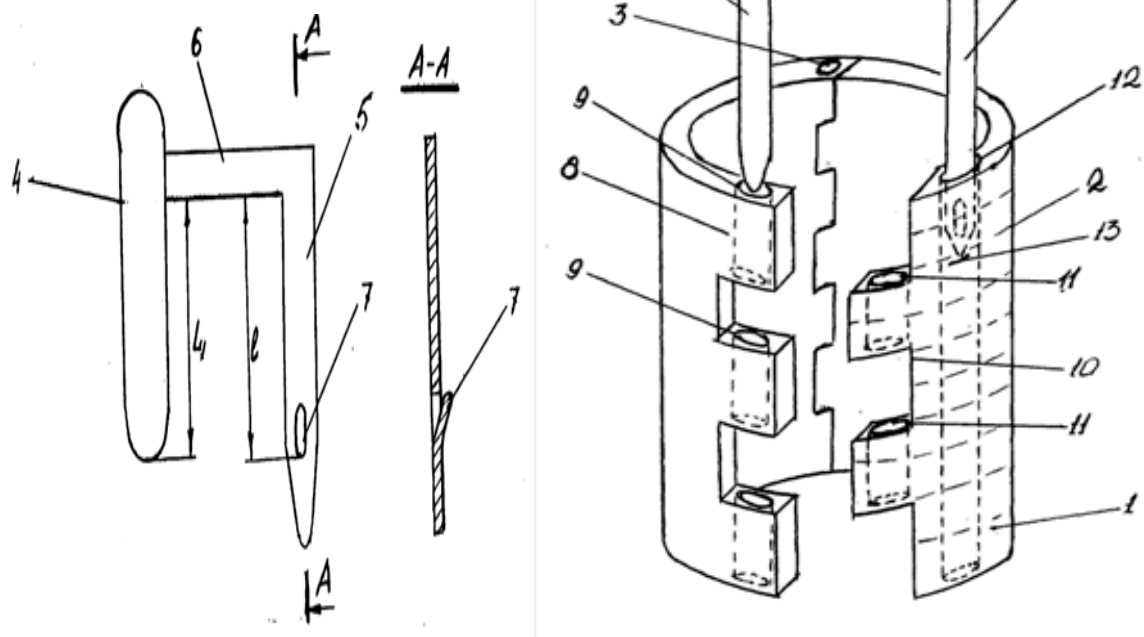


Рисунок – Общий вид стержня-фиксатора, соединенного с дополнительным стержнем и общий вид протектора центратора с соединительными элементами (патент № 11258): 1- гильза, 2- оголенная арматура, 3- шарнир, 4- стержень-фиксатор, 5- стержень, 6- перемычка, 7- ограничитель (язычок), 8- выступ, 9- отверстие, 10- впадины, 12- отверстие, 13- упор.

Протектор-центратор содержит разъемную эластичную гильзу 1 с внутренней металлической арматурой 2. Гильза состоит из двух створок, фиксируемых между собой с одной стороны шарниром 3, а может быть установлен в отверстие 9, дополнительно выполненное в нижней части створки.

После установки стержня 5 ограничитель 7 (язычок) отгибают от поверхности стержня 5. Таким образом створки соединены между собой с образованием замкнутого контура, внутри которого размещен и электрический кабель. Протектор-центратор готов к эксплуатации.

Для размыкания створок гильзы 1 стержень-фиксатор выбивают из отверстий. При этом дополнительный стержень 5 свободно перемещается по боковой поверхности гильзы 1 и, дойдя до упора 13 в отверстии 12, цепляется за него ограничителем 7. Это предотвращает падение стержня-фиксатора 4. Поскольку длина рабочей части дополнительного стержня 5 больше длины рабочей части стержня-фиксатора 4, а ограничитель 7 выполнен также на расстоянии от перемычки, не меньшем, чем длина рабочей части стержня-фиксатора, створки размыкаются свободно, а сами стержни не падают на землю. Это позволяет экономить время при проведении ремонтных работ.

Устройство для предохранения от взаимного истирания труб бурильных и обсадных патент № 2288341 (рис. 6.) , содержащее, как минимум, два

закрепленных по длине трубы протектора, каждый из которых выполнен с разъемным по образующей цилиндрическим металлическим корпусом, снабженным наружным эластичным элементом с ребрами для взаимодействия с трубой обсадной или стенкой скважины, внутренним эластичным элементом для предотвращения осевого смещения протектора относительно трубы, и механизм запирания протектора на трубе, отличающееся тем, что ребра наружного эластичного элемента выполнены разной высоты, а их свободные концы образуют поверхность, эксцентрично размещенную относительно оси бурильной трубы, при этом внутренний эластичный элемент выполнен в виде втулки с кольцевыми канавками для предотвращения от проворота, размещенными по высоте на внутренней ее поверхности, а наибольшие ребра наружного эластичного элемента смежных протекторов размещены под углом 150-200° друг относительно друга[8].

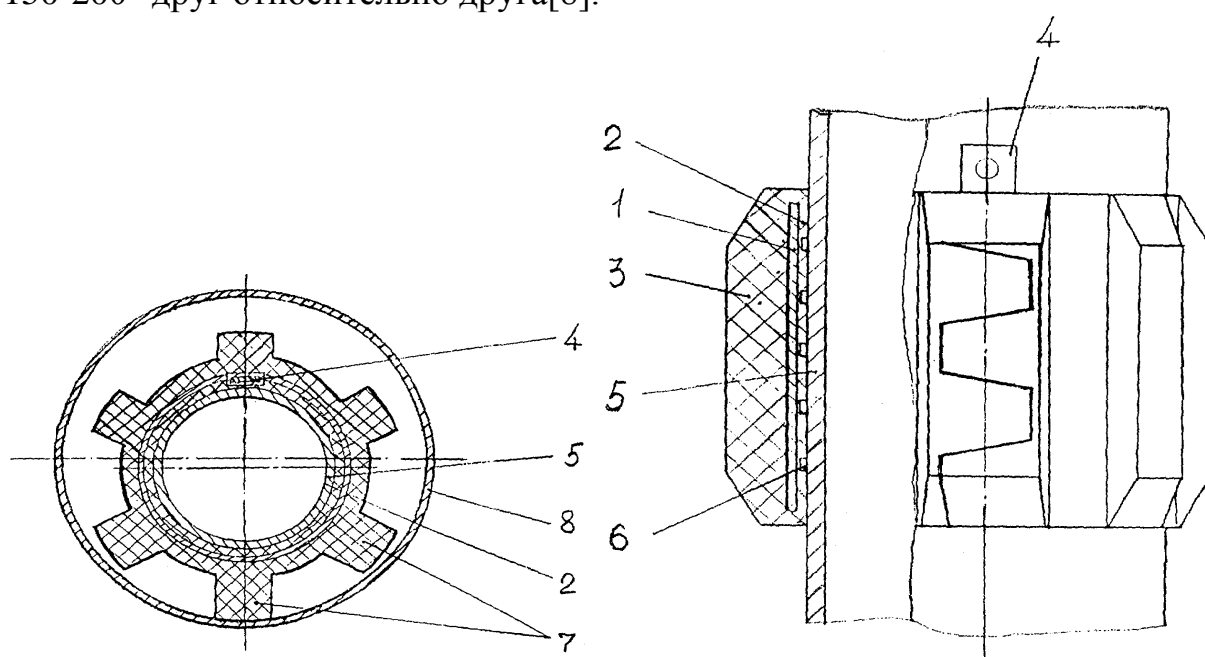


Рисунок 6 - Устройство для предохранения от взаимного истирания труб: 1- металлический корпус, 2 – внутренний эластичный элемент, 3 – наружный эластичный элемент, 4 – механизм запирания, 5 – бурильная труба, 6 – кольцевые канавки, 7 – ребра, 8 – стенка обсадной трубы.

## 2.2. Модернизация протектора

Предлагаемое устройство отличается тем, что корпус протектора будет изготовлен из трех компонентного полиуретана. Полиуретановые эластомеры характеризуются высокими значениями прочности и сопротивления к раздиру, износостойкостью, устойчивостью к набуханию в различных средах. Сочетание высокой эластичности с широким диапазоном твердости определяет превосходные эксплуатационные свойства изделий на их основе. Для центрирования труб в скважине, уменьшения трения и контактного давления, к корпусу протектора будут прикреплены ребра для взаимодействия с обсадной

трубой или стенкой скважины, из полиамида. Этот материал в основном используется в деталях, работающих при трении и скольжении. Полиамид, как материал, имеет стойкость к маслам, щелочам, растворителям и бензину, что позволяет продукции из этого материала выдерживать высокие нагрузки, которые характерны для цветных металлов и сплавов. Еще одним безоговорочным достоинством полиамида является низкий коэффициент трения при присущей материалу ПА высокой износостойкости и несущей способности. Благодаря выбранному материалу данный протектор будет намного легче в массе, что уменьшит нагрузку на обсадные колонны. После износа ребра заменяются, повышая срок эксплуатации протектора.

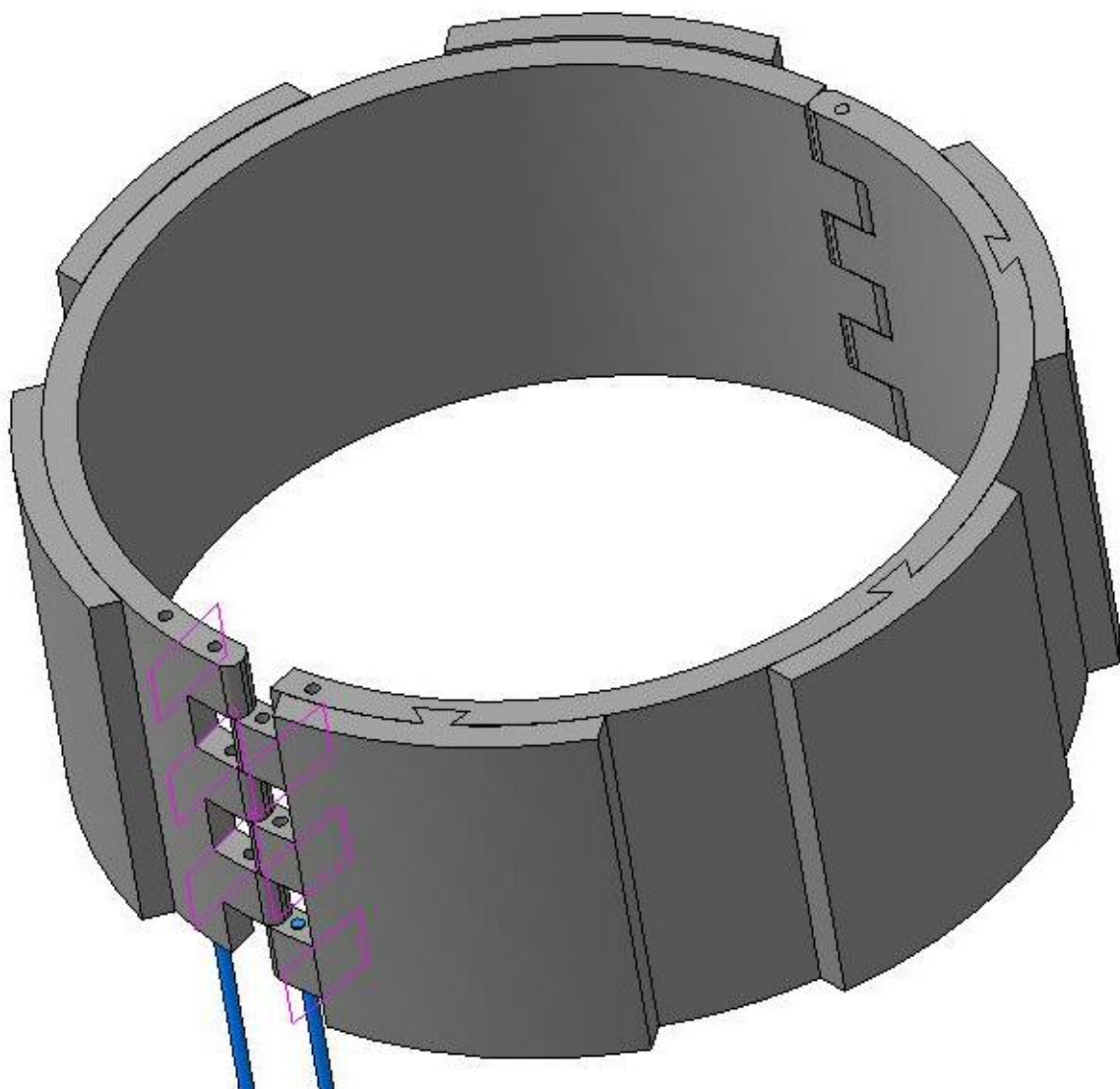


Рисунок 14 – Вид сверху протектора-центратора

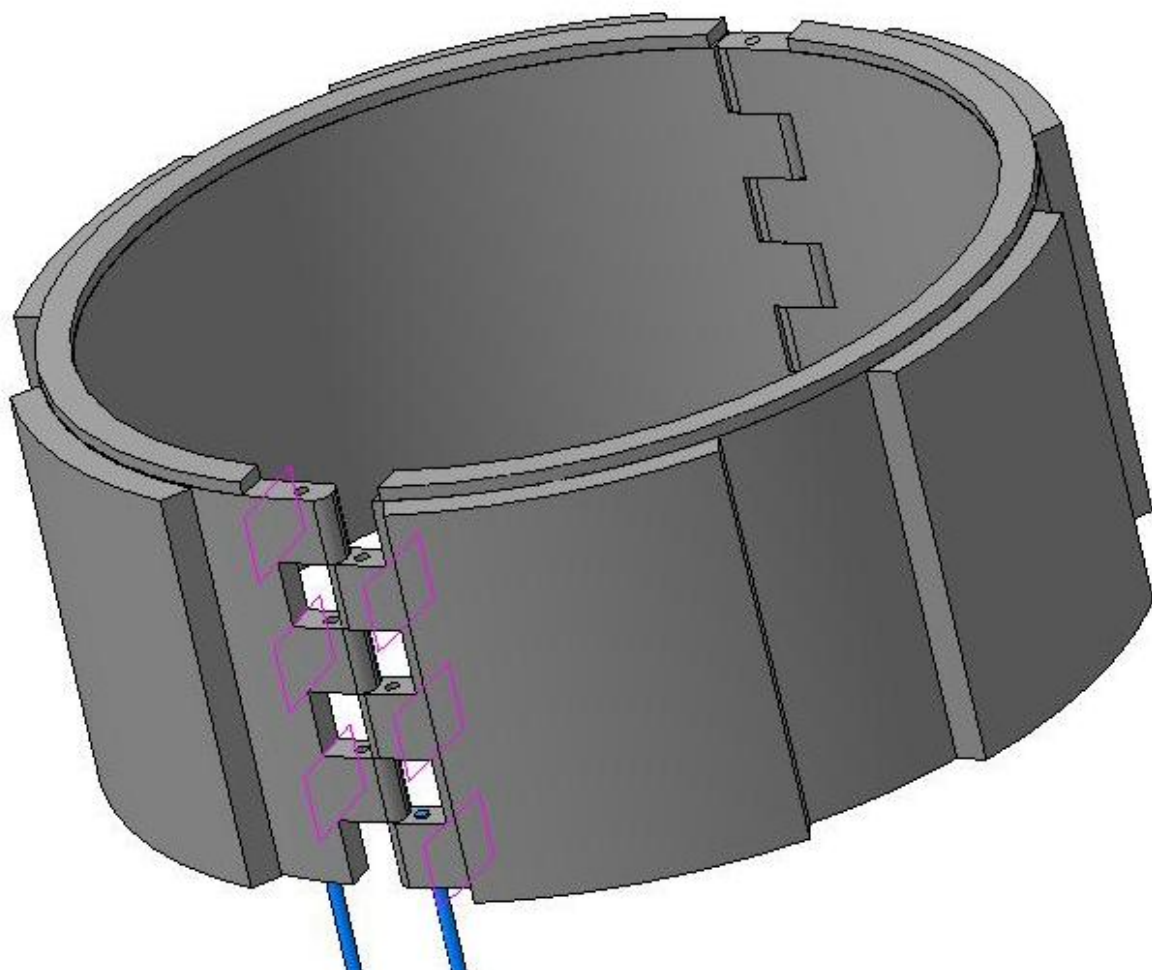


Рисунок 15 – Протектор-центратор.

Заменяемые износостойкие ребра будут иметь шип в форме хвоста ласточки помещены в аналогичные пазы корпуса протектора. Для фиксации ребер с торца протектора гаечным соединением прикрепляется пластина.

В зависимости от искривления скважины протекторы устанавливаются каждые 3-15 метров. Большое количество протекторов на обсадных трубах, обладает значительным весом, который сказывается на спуско-подъемных операциях в скважине. В настоящее время используются в основном металлические сплавы для протекторов. Благодаря выбранному материалу предложенный протектор будет значительно легче протекторов из металла, что уменьшит вес обсадной конструкции. Позволит снизить силу трения при его скольжении о стенки обсадных труб, а также снизить контактные нагрузки в зоне трения для уменьшения износа самого протектора.

### **2.3. Сплавы металлов, применяемые для изготовления протекторов**

Требования, предъявляемые к материалу протектора:

- материал протектора должен иметь высокий КПД, т.к. происходит самокоррозия протектора;

- материал протектора должен иметь высокую удельную токоотдачу, то есть  $g \rightarrow \max [A \cdot \text{час}/\text{кг}]$ ;

- количество электроэнергии с единицы веса (токоотдача) должна быть максимальной при минимальной стоимости.

В качестве материалов протекторов используют алюминий, цинк и магний, а так же сплавы на их основе.[17]

Таблица 3 - Физико-химические свойства металлов используемых в качестве протекторов

Показатели	Магний	Цинк	алюминий
Относительная молекулярная масса	24,32	65,38	26,97
Валентность	2	2	3
Электрохимический эквивалент, кг/(А·год)	3,97	10,7	2,94
Токоотдача, (А·час)/кг	2200	820	2980

### 2.3.1. Магниевого сплавы

Магний обладает относительно высокой химической и электрохимической активностью. Он хорошо растворяется в водных растворах кислот, выделяя водород и большое количество тепла. Так как гидроокись магния не обладает амфотерными свойствами, то скорость коррозии этого металла в водных растворах щелочей не увеличивается, а уменьшается. Окисные и гидроокисные пленки, образующиеся на магниевом электроде, при наличии воды или влажного воздуха оказываются легко проницаемыми для ионов хлора и сульфат-ионов. Именно поэтому магниевые электроды не подвергаются сильной поляризации.

В сухих почвах проявляется высокая поляризация магниевых протекторов.

Характеристики протекторов во многом зависят от состава и концентрации в окружающей среде ионов разных солей, т. е. от концентрации водородных ионов и влажности почвы.

Отмечая положительные свойства магния как материал для протектора, чистый магний не рекомендуется применять для изготовления протектора из-за значительной самокоррозии этого металла.



Наименьшую скорость самокоррозии имеет магниевый сплав с добавлением цинка. Количество примесей в протекторе должно быть минимальным, так как добавление никеля, меди и железа, способствует росту самокоррозии.

Литейные сплавы магния с цинком и алюминием, такие как МЛ-3 — МЛ-6, могут быть использованы для изготовления протекторов. Однако более лучшими сплавами являются МЛ-4 и МЛ-5. Протекторы из сплава МЛ-4 и МЛ-5 имеют значительный отрицательный электродный потенциал, малую поляризуемость, способность растворяться с образованием рыхлых продуктов коррозии, что и определяет высокую эффективность работы этих протекторов.

Поверхность протектора обязана являться очищенной от загрязнений. В отливках не допускается трещин и флюсовых включений.

В случае продолжительного хранения протекторы консервируют[17].

### **2.3.2. Алюминиевые сплавы**

Алюминий по содержанию в земной коре (~ 8,8 % ) является одним из самых распространенных металлов (для сравнения, например, железа в земной коре 4,65% - в два раза меньше). К достоинствам алюминия и его сплавов следует отнести его малую плотность (2,7 г/см<sup>3</sup>), сравнительно высокие прочностные характеристики, хорошую тепло- и электропроводность, технологичность, высокую коррозионную стойкость. Совокупность этих свойств позволяет отнести алюминий к числу важнейших технических материалов[17].

Относительно незначительный молекулярный вес алюминия, а также его высокая валентность являются причиной того, что он отдает значительное количество электроэнергии на единицу его веса. Однако образование плотных окисных пленок на поверхности алюминиевого протектора с последующей поляризацией и смещением его потенциала примерно до потенциала незаполяризованной стальной конструкции еще не позволило применить протекторы из чистого алюминия. По этой причине были исследованы двойные сплавы на основе алюминия с добавкой цинка и тройные сплавы на основе алюминия с добавкой цинка и магния [17].

Алюминиевый сплав с добавками цинка даже в нейтральных электролитах имеет потенциал, смещенный в область более отрицательных значений. Потенциал такого сплава незначительно изменяется в щелочных средах.

Исследования показали, что такие сплавы имеют ряд преимуществ. Так, например, испытания сплавов алюминия с 1 и 6,5% цинка показали, что в глинистой почве сплав алюминия с 6,5% цинка дает лучшие результаты по сравнению с первым сплавом. На единицу количества электрической энергии этого сплава требуется меньше по сравнению с другими сплавами и металлами. Сплав алюминия с цинком в глинистой среде имеет достаточно высокий отрицательный потенциал. Алюминиевые протекторы в среде из смеси песка,

хлористого натрия и извести в первое время работы показывают высокую эффективность.

Преимуществом протекторов на основе алюминия с добавкой магния по сравнению с протекторами из чистого алюминия является то, что на их поверхности образуются менее устойчивые продукты коррозии. Добавка магния в сплав алюминия с цинком повышает силу тока и увеличивает абсолютное значение отрицательного потенциала. Однако поляризация указанных сплавов также значительна[17].

### **2.3.3. Цинковые сплавы**

Цинк - это металл, который характеризуется повышенной химической и электрохимической активностью. Его растворение в водных растворах зависит от их солевого состава, от температуры, содержания кислорода. В чистой воде скорость растворения изменяется в зависимости от температуры.

Растворенный кислород оказывает огромное влияние на растворение цинка в воде. Установлено, что при наличии в воде кислорода в количествах, недостаточных до полного насыщения, растворение цинка протекает неравномерно, с образованием язв. Углекислый газ действует как слабый реагент; аналогичное влияние оказывает сернистый ангидрид. Из этого следует, что состав воды оказывает значительное влияние на скорость растворения цинка.

В аэрируемой дистиллированной воде прокатный цинк растворяется намного слабее, чем в жесткой аэрируемой воде. Продукты растворения цинка, образующиеся в электролите в присутствии углекислого газа, состоят из основного карбоната цинка, причем механизм образования основного карбоната включает две стадии. Первоначально получается окись или гидроокись цинка, которая затем взаимодействует с углекислым газом. Продукты коррозии цинковых протекторов, работающих в сульфатных растворах, состоят из основных сульфатов[17].

Применение гипса (сульфата кальция) в качестве активатора цинковых протекторов приводит к образованию растворимых продуктов, которые облегчают протекание тока. Без гипса образуются твердые пленки, обладающие высоким электрическим сопротивлением.

Протекторы из цинка различной чистоты обладают разными КПД и действуют по разному. Протекторы из чистого цинка имеют довольно высокий КПД; они работают продолжительное время при силе тока, близкой к первоначальной. Растворение цинка находится в значительной зависимости от изменения электрического сопротивления и pH почвы[17].

КПД цинковых протекторов около 90%. Многие примеси в цинке имеют положительный потенциал, поэтому они являются катодами по отношению к нему. Накопление на поверхности цинкового протектора примесей приводит к смещению электродного потенциала в область более положительных значений. Однако, некоторые примеси, преимущественно железо, снижают силу тока.

Находящиеся в электролите анионы, особенно фосфаты и карбонаты, вызывают поляризацию цинка.

Карбонаты, являются причиной уменьшения активности цинковых протекторов. В большинстве случаев продукты коррозии цинковых протекторов состоят из карбоната цинка. Это относится к протекторам, работающим в активаторе из глины и из смеси глины с гипсом[17].

Добавки алюминия и марганца несущественно улучшают свойства цинковых протекторов. Протекторы из сплава цинка и 5% алюминия имеют наиболее отрицательный потенциал и больший выход по току, чем протекторы из цинка.

На поверхности протекторов, изготовленных из этого сплава, образуются рыхлые продукты коррозии, которые оказывают невнушительное сопротивление стеканию тока с протекторов.

Исследователи полагают, что добавки алюминия уменьшают КПД цинковых протекторов в результате увеличения самокоррозии [17].

Из менее чистых сортов для протекторов может быть использован цинк марки Ц-0.[17]

## **2.4. Материалы на основе полимеров**

Материалы на основе полимеров широко применяют в узлах трения. Из них изготавливают зубчатые колеса, сепараторы и шарики шарикоподшипников, трущиеся элементы подшипников скольжения, кулачковых механизмов и направляющих уплотнения, крепежные детали и т. д. В чистом виде полимеры для изготовления трущихся деталей применяют не часто. Сравнительные данные по коэффициентам трения и изнашиванию некоторых полимерных материалов приведены в табл. 4. Но пользуясь ими, следует учитывать, что в зависимости от условий испытаний (эксплуатации) антифрикционные характеристики одних и тех же материалов могут весьма существенно изменяться. На износ полимерного подшипника большое влияние оказывает материал контртела. Например, если принять относительный износ образцов из политетрафторэтилена в паре с углеродистой сталью за 1, то в паре с чугуном относительный износ достигает 2, в паре с нержавеющей сталью — 3, хромовым покрытием — 20, алюминиевым сплавом — 50. Лучшими свойствами обладают композиции, содержащие; полимеры в виде связующего элемента (матрицы) и различные функциональные наполнители, правильный подбор которых позволяет придать материалам необходимые фрикционные, механические и другие свойства[18].

Основными преимуществами антифрикционных материалов на основе термопластов являются: высокая технологичность, низкая стоимость, хорошие демпфирующие свойства. Трущиеся детали из термопластов можно производить такими высокопроизводительными методами, как литье под давлением и экструзия, получать крупногабаритные изделия центробежным

литьем и анионной полимеризацией мономера непосредственно в форме, наносить антифрикционные покрытия из расплавов и дисперсий [18].

Термореактивные материалы более термостойки и прочны. Перерабатываются они в большей степени методами компрессионного и литьевого прессования. Порошкообразные термореактивные композиции можно наносить в виде тонкослойных покрытий [18].

Полиамиды используют для изготовления большинства трущихся деталей. Отечественная промышленность выпускает полиамиды литьевые марок П-68 (П-610, ГОСТ 10589-73\*), П-12Л (ТУ 6-05-1309 -72), П-12Б (ТУ 6-05-2Ц-898-73), П-66 (ОСТ 6-06-369- 74) П-АК-9Э/7, П-АК-80/20 и П-АК-85/15 (ГОСТ 19459-74), капрон (ТУ 6-06-309 — 70) и блочный полиамид — капролон В (МРТУ 6-05-988-66). Полиамиды могут эксплуатироваться при температуре - 40 - 80°С длительно и при температуре 100—120°С кратковременно. Полиамиды выносливы к воздействию минеральных и органических масел, жиров, углеводов (керосина, бензина, бензола), альдегидов, кетонов, концентрированных и слабых щелочей, слабых кислот, эфиров, но растворяются в концентрированных кислотах (серная, соляная, муравьиная, уксусная), фенолах, фторированных и хлорированных спиртах. Детали из полиамидов хорошо сопротивляются воздействию циклических и ударных нагрузок, в паре с закаленной сталью хорошо работают без смазки, мало изнашиваются. В паре с цветными металлами, особенно алюминием, наблюдается повышенный износ. Коэффициент трения без смазки 0,1—0,2; со смазкой маслом 0,050—0,1; водой — 0,08—0,15. Но при эксплуатации в воде или влажной атмосфере следует учитывать повышенную способность полиамидов поглощать влагу, что может существенно повлиять на размерные характеристики сопряжения. При потере воды исходные размеры практически восстанавливаются [18].

Для улучшения прочностных характеристик полиамиды армируют, а для повышенных антифрикционных свойств — наполняют сухими смазками.

В качестве сухих смазок в этих составах применяются графит, дисульфид молибдена и тальк, а в качестве армирующего наполнителя — мелкорубленное стеклянное волокно. Сведения о физико-механических характеристиках полиамидов приведены в таблицах 5, 6.

Температурный коэффициент линейного расширения и водопоглощение наполненных и армированных полиамидов в 1,5—4 раза меньше, а коэффициент трения без смазки в 1,2—2 раза больше, чем те же характеристики ненаполненных полимеров, а интенсивность изнашивания в 2—5 раз ниже.

Весьма эффективно применение полиамидов в качестве тонкослойных полимерных покрытий. Такие покрытия можно получать из растворов, суспензий, паст, аэродисперсий, расплавов и плакированием. Наибольшее применение находят методы создания антифрикционных покрытий из порошкообразных полиамидов.

Таблица 4 - Основные физико-механические и фрикционные характеристики(обобщенные данные)

Группа материалов	Предел прочности, кгс/см <sup>2</sup>		Пределная Рабочая температура, °С	Пределное значение критерия $\rho_v$ , (кгс/см <sup>2</sup> )	Коэффициент трения	Специфические свойства	Область применения
	при сжатии	При растяжении					
Материалы на основе полимеров:							
термопластичные		700-III	T-T	ОД—1,0	W 5-й,40	Высокая технологичность переработки, химическая стойкость, износостойкость	Элементы узлов трения (подшипники, зубчатые колеса, кулачки и т. д.)
термореактивные	800-1000		250 — 300	2-5	0,1 -0,4	Повышенная термостойкость, низкая себестоимость	Подшипники скольжения, элементы подшипников качения, конструкционные детали и т. д.
Углеграфитные материалы	200 - 400	140-250	300-450	2-4	ОД -0,35	Высокие тепло- и электропроводность, термостойкость, химическая стойкость	Уплотнительные элементы, вкладыши гидронасосов, детандеров, детали узлов трения в авиа- и химической промышленности
Металлокерамические материалы	2500 - 2800	—	300 -500	6	0,25-0,40	Высокая теплостойкость и теплопроводность	Детали узлов трения, работающих при высоких температурах
Ленточные (слоистые) материалы			300-350	18-36	0,1-0,151	Высокая теплопроводность и нагрузочная способность (до 1400	Подшипники скольжения тяжело нагруженных узлов трения

Таблица 5 - Антифрикционные свойства некоторых полимерных материалов (пара трения металл — полимер, без смазки)

Материал	Коэффициент трения		Относительный
	статический	кинетический	износ
Полиамиды	0,2-0,25 '	0,25-0,30	200
Полиформальдегид	0,15	0,20	65
Политетрафторэтилен	0,1	0,15	8 -
Поликарбонат	0,30	0,40	2500
Полиуретан	0,30	0,40	340
Стироакрилонитрил	0,30	0,35	3000
Пресскомпозиция на основе фенольной смолы	0,15-0,20	0,25	30

Таблица 6 - Антифрикционные свойства тонкослойных покрытий (нагрузка 40 кгс/см<sup>2</sup>, скорость скольжения 1 м/с, смазка маслом)

Полимер	Коэф. трения	Полимер	Коэф. трения
Полиамиды	0,04-0,05	Полиакрилат	0,040
Ароматический полиамид	0,030	Эпоксидная смола ЭД-5	0,032
Поликарбонат	0,032	Фторопласт-42Л	0,032

Таблица 7 – Характеристика полиамида

Марка	Плотность, $\rho$ , г/см <sup>3</sup>	Изгибающее напряжение, кгс/см <sup>2</sup> (ГОСТ 4648 - 71)	Разрушающее напряжение, кгс/см <sup>2</sup>		$E \cdot 10^4$ , кгс/см <sup>2</sup>	Ударная вязкость без надреза, кгс·см/см <sup>2</sup>
			при растяжении	при сжатии		
ПНС-610-ТЮ	1,16	600-700	500 - 600	800-1000	3,2	50-80
ПНС-610-Т20	1,25	600-800	500 - 600	800-1000	3,5- 4,0	25-40
ПНС-610-Т40	1,33	600-800	550-630	-		15-20
ПНС-610-Г10	1,15	500-700	500-600	800-900	3,0	50-80
ПНС-610-ДМ1,5	1,12	500-700	500 - 600	800-1000	3,0	50-80
КГ-10	1,14	600 - 700	650-800	800-1000		18-50
П-610-ВС	1,35	1600 -2000	1100-1400	1000-1200	8,0	30-50
П-610-ВСА	1,35	1600-2000	1100-1400	1000-1200	8,0	20-50
П-610-ВСМ	1,35	1600 - 2000	1100-1400	-	8,0	20-50
П-610-ВСФ	1,15	1400-1900	900-1000	1100-1200	6,0- 7,0	15-25
П-6-ВС	1,35	1700 - 2200	1200-1600	1100-1300	8,0-10,0	30-60
П-12-ВС	—	1200-1400	1000	—	5,6- 6,0	25-30
АТМ-2	1,38	1100-1270	500 - 520	1100-1280		11-20

Таблица 8 - Свойства покрытий из полиамидов

Параметры	Капрон	Капролон В
Разрушающее напряжение при растяжении, кгс/см <sup>2</sup>	500-600	600-650
Относительное удлинение при разрыве,	25-60	—
Микротвердость, -кгс/мм <sup>2</sup> -	9,5-13,0	10-13,5
Адгезионная прочность соединения фосфатированной стальной поверхностью, кгс/см <sup>2</sup>	400 - 600	350 - 500
Коэффициент трения по стали $v = 0,5$ м/с, $p = 1000$ кгс/см <sup>2</sup> , смазка маслом	0,015-0,020	0,009 - 0,02
Износ, мкм/км ( $v = 0,5$ м/с, $p = 55$ кгс/см <sup>2</sup> )	0,55-0,85	0,45-0,65

Лучшими свойствами обладают покрытия из поликапроамида и капролона В, представлены в таблице 7. Большое влияние на свойства покрытий оказывает толщина покрытия, оптимальное значение которой зависит от физико-механических свойств полимера и шероховатости контртела, конструкция узла трения и условия эксплуатации. Близкой к оптимальной считается толщина поликапроамидных покрытий 0,3 мм., показаны в таблице 8.

Таблица 9 – Параметры толщины покрытий из полиамида

Параметры	Толщина покрытия в				
	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
Максимальное норм. давл. кгс/см <sup>2</sup>	75	140	120	95	70
Коэффициент трения	0,020	0,018	0,030	0,055	0,065
Износ, мкм/км	0,58	0,66	0,72	0,76	0,56

С уменьшением толщины снижается демпфирующая способность покрытий и увеличиваются удельные нагрузки; при толщине, превышающей оптимальные значения, коэффициент трения возрастает, грузоподъемность и износостойкость уменьшаются вследствие ухудшения теплоотвода и роста тепловой напряженности в узле трения.

Перспективны, но мало исследованы покрытия весьма малых толщин (менее 50 мкм). В контакте с твердыми гладкими поверхностями такие покрытия выдерживают весьма высокие удельные нагрузки[18].



## ГЛАВА 3. ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

### 3.1. Расчет обсадных колонн

#### 3.1.1 Расчет эксплуатационной колонны

Диаметр эксплуатационной колонны  $D_{э.к.}=127$  мм

Плотность цементного раствора  $\rho_{ц.р.}=1850$  кг/м<sup>3</sup>

Плотность бурового раствора  $\rho_{б.р.}=1100$  кг/м<sup>3</sup>

Интервал с АВПД=4300-4150 м.

Пластовое давление в период ввода скважины в эксплуатацию  $p_{пл.}=80$  МПа.

Пластовое давление при окончании эксплуатации  $p_{п.л.к.}=5$  МПа.

Колонна должна быть зацементирована до устья.

Найдем избыточные наружные давления на заключительной стадии эксплуатации скважины.

Поскольку колонна зацементирована по всей длине, избыточное наружное давление у устья  $p_{и.н.д.}=0$

На глубине  $z=4300$ м:

$$p_{и.н.д.} = ((\rho_{ц.р.} \cdot Z - (\rho_{ц.р.} - \rho_{б.р.}) \cdot h) \cdot g - p_{п.л.к.}) \cdot (1 - k), \quad (1)$$

где  $h$ - высота верхнего цементируемого участка в обсадной колонне, м;

$k=0.25$ , коэффициент нагрузки;

$g=9.81$ , ускорение свободного падения, м<sup>2</sup>/с.

$$p_{и.н.д.} = ((1850 \cdot 4300 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} - 5) \cdot (1 - 0.25)) = 54,78 \text{ МПа}$$

На глубине  $z=4300$ м:

$$P_{и.н.} = \frac{p_{и.н.д.}}{z_c} \cdot z = \frac{4173}{4300} \cdot 54,78 = 55,75 \text{ МПа} \quad (2)$$

Для определения избыточных внутренних давлений в период проверки герметичности колонны опрессовкой, вычислим наибольшее давление у устья в начальный период эксплуатации.

$$p_y = p_{пл.} - \rho_{с.р.} \cdot g \cdot z_c, \quad (3)$$

где  $\rho_{с.р.}=850$ , средняя плотность пластовой нефти, кг/м<sup>3</sup>,

$$p_y = 80 - 850 \cdot 9.81 \cdot 4300 \cdot 10^{-6} = 44,15 \text{ МПа}$$

Давление у устья при опрессовке колонны:

$$p_{on}=1,1 \cdot p_y = 1,1 \cdot 44,15 = 48,57 \text{ МПа} \quad (4)$$

Избыточное внутреннее давление на глубине  $z=4300\text{м}$ :

$$p_{и.н.д.} = (p_{on} - (p_{up} - p_{op}) \cdot z \cdot g) \cdot (1 - k) \quad (5)$$

$$p_{и.н.д.} = (48,57 - (1850 - 1100) \cdot 4300 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6}) \cdot (1 - 0,25) = 12,7 \text{ МПа}$$

Посмотрим эпюры избыточной наружной и внутренних давлений.

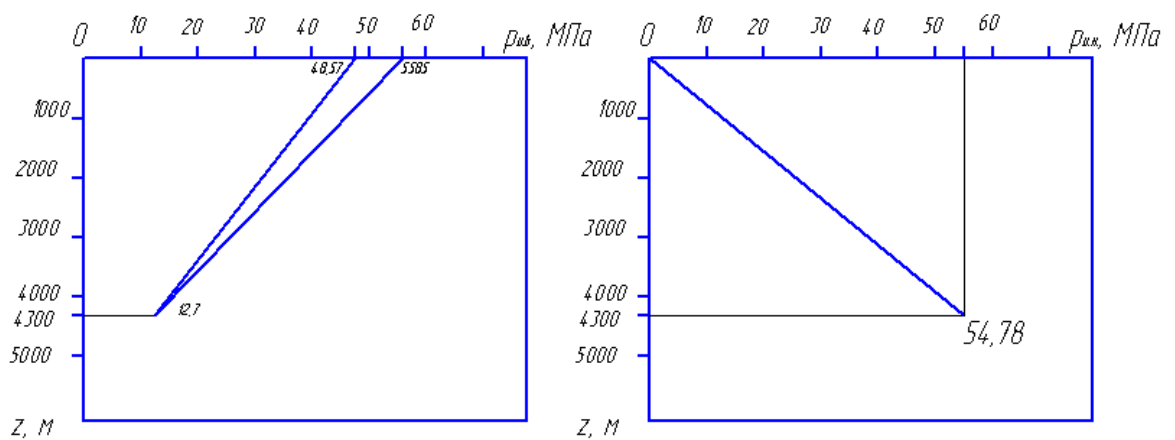


Рисунок 16 – Эпюры избыточных наружных и внутренних давлений.

Вычислим необходимую прочность труб на разрыв в устьевом сечении:

$$p_y = p_{on} \cdot \kappa_{вн} , \quad (6)$$

где  $\kappa_{вн}$  - 1,15 , коэффициент запаса прочности на разрыв, для труб диаметром 114-219 мм.

$$p_y = 48,57 \cdot 1,15 = 55,85 \text{ МПа}$$

Вычислим необходимую прочность труб на разрыв у башмака колонны:

$$p_{б} = p_{и.н.д.} \cdot \kappa_{вн} = 12,7 \cdot 1,15 = 14,605 \text{ МПа} \quad (7)$$

Во избежание смятия нижнюю секцию необходимо составить из труб, критическое давление которых:

$$p_{кр} \geq p_{ин} \cdot \kappa_{см} , \quad (8)$$

где  $\kappa_{см}$  - 1,3 , коэффициент запаса прочности на смятие для секций эксплуатационной колонны.

$$p_{кр} \geq 55,75 \cdot 1,3 \geq 72,47 \text{ МПа}$$

Эту секцию можно составить из труб критическое давление которых  $p_{кр} = 93,6$  МПа а внутреннее давление при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести  $p_{\sigma} = 113,3$  МПа. Это трубы группы прочности М, с толщиной стенки 10,7 мм. Вес одного метра трубы  $q=30,7$  кг.

Длина нижней секции перекрывающей продуктовый пласт равно длине интервала АВПД = 4300-4170= 120 м.

Вес нижней секции:

$$G_1 = g \cdot h_q \cdot q = 30,7 \cdot 120 \cdot 9,81 = 36,14 \text{ КН} \quad (9)$$

Вторую секцию составим из труб группы прочности Д, с толщиной станок  $\delta = 9,2$  мм, для которых  $p_{кр} = 40,4$  МПа и  $p_{\sigma} = 39$  МПа.

Глубина верхнего сечения второй секции:

$$z_3 \geq \frac{p_{и.в.д} \cdot z_c - p_{и.в.б} \cdot h - p_{\sigma} \cdot (z_c - h) / k_{вн}}{p_{и.в.д} - p_{и.в.б}} \quad (10)$$

$$z_3 \geq \frac{48,57 \cdot 4300 - 39 \cdot 4300 / 1,15}{48,57 - 12,7} = 1757 \text{ м}$$

Вычислим длину доступной длины четвертой секции:

$$l_2 = \frac{[p]_{рк} - G_{об}}{q_2 \cdot g}, \quad (11)$$

где  $[p]_{рк}$  – допустимая растягивающая нагрузка при которой напряжение в теле трубы достигает предела текучести, кН.

$$[p]_{рк} = \frac{p_p}{k} = \frac{860}{1,15} = 747,82 \text{ МПа} \quad (12)$$

$$l_2 = \frac{(747,82 - 36,14) \cdot 10^3}{26,7 \cdot 9,81} = 2717 \text{ м.}$$

Округлим  $l_2$  до 2718 м.

Вес второй секции:

$$G_2 = g \cdot h_q \cdot q = 26,7 \cdot 2718 \cdot 9.81 = 712 \text{ кН.} \quad (13)$$

Для третьей секции выберем трубы из стали группы прочности Д с толщиной стенки  $\delta = 10,7 \text{ мм}$ ,  $p_p = 1050 \text{ кН}$ , тогда :

$$l_3 = \frac{(913,04 - 747,11) \cdot 10^3}{30,7 \cdot 9.81} = 550 \text{ м}$$

Округлим  $l_5$  до 262,5 м

Вес пятой секции :

$$G_3 = g \cdot h_q \cdot q = 30,7 \cdot 262,5 \cdot 9.81 = 165,54 \text{ кН} \quad (14)$$

Таблица 10 – конструкция эксплуатационной колонны.

Номер секции	Интервал глубины, м	Длина секции, м	Группа Прочности	Толщина стенки, мм	Вес, кН
1	4300-4150	150	М	10,7	36,14
2	4150-1757	2393	Д	9,2	712
3	1757-0	1757	Д	10,7	165,54
Итого		4300			913,94

### 3.1.2. Расчет второй промежуточной колонны

Глубина спуска  $H = 3861 \text{ м}$

Наружный диаметр промежуточной колонны  $D_k = 178 \text{ мм}$ .

В интервале 3861-3711 м залегают проницаемые песчаники с пластовым давлением 68 МПа; выше пластовые давления гидростатические.

Герметичность колонны предполагается проверить опресовкой буровым раствором с плотностью  $p_{он} = 1500 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ .

Избыточное наружное давление на устье  $p_{ин} = 0$

На глубине  $z = 3861 \text{ м}$

$$p_{и.н.б.} = ((p_{и.р.} - p_{б.р.}) \cdot Z_c + p_{б.р.} \cdot H) \cdot g \cdot (1 - k) \quad (15)$$

$$p_{и.н.б.} = ((1850 - 1100) \cdot 3861 + 1100 \cdot 3861) \cdot 9,81 \cdot 0,75 = 52,55 \text{ МПа}$$

Избыточные внутренние давления в период опресовки за один прием.

Наибольшее давление на устье в случае закрытого превентора после начала нефтегазоводопроявления.

$$p_y = p_{nl} - p_{\bar{o}p} \cdot H \cdot g \cdot 10^{-6}, \quad (16)$$

$$p_y = 80 - 1100 \cdot 9,81 \cdot 3861 \cdot 10^{-6} = 38,63 \text{ МПа}$$

Давление у устья при опресовке колонны

$$p_{on} = 1,1 \cdot p_y = 1,1 \cdot 38,63 = 42,49 \quad (17)$$

Избыточное давление у башмака колонны

$$p_{u.v.d.} = (p_{on} - (p_{up} - p_{\bar{o}p}) \cdot H \cdot g) - (1 - k), \quad (18)$$

$$p_{u.v.d.} = (42,49 - (1850 - 1100) \cdot 3861 \cdot 9,81) \cdot 0,75 = 21,31 \text{ МПа}$$

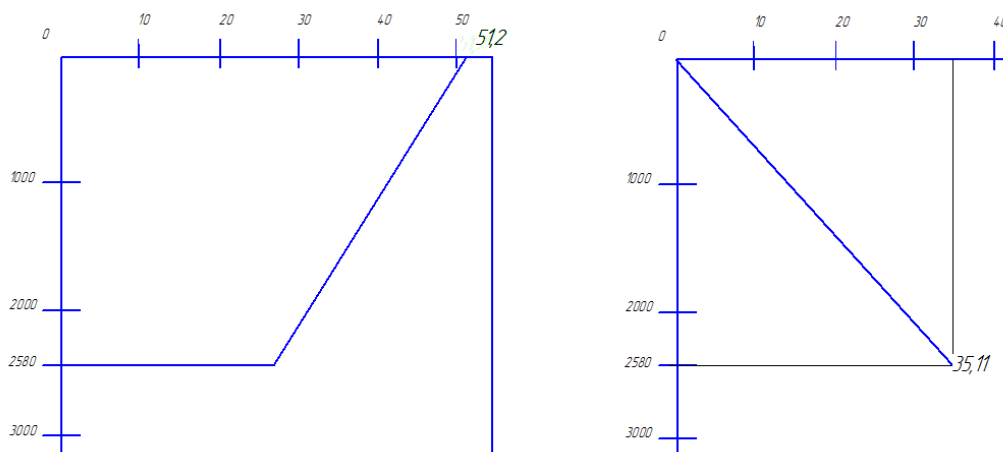


Рисунок 17 – Эпюры избыточных наружных и внутренних давлений

Первой секцию составим из труб группы прочности Д толщиной стенок  $\delta=12,7$  мм, для которых  $p_{кр}=39$  МПа,  $p_p=2350$  кН,  $p_{\bar{o}}=51,5$  МПа,  $q_1=51,5$  кг/м.

Второй секцию составим из труб прочности Д с толщиной стенок  $\delta=10,4$  мм, для которых  $p_{кр}=29,2$  МПа,  $p_p=2000$  кН,  $p_{\bar{o}}=42,5$  МПа,  $q_1=42,8$  кг/м.

Допустимая глубина спуска второй секции:

Допустимая глубина спуска четвертой секции:

$$Z_1 \leq \frac{P_{кр4} \cdot Z_c}{P_{и.н.б.}} \leq \frac{40.5}{60.5} \cdot 3861 \leq 2978 \text{ м} \quad (19)$$

Округлим до 2975 м, тогда длина третьей секции:

$$l_1 = 3955 - 2975 = 980 \text{ м}$$

Вес третьей секции:

$$G_1 = 980 \cdot 38,22 \cdot 9.81 = 367.4 \text{ кН}$$

Пятую секцию составим из труб группы прочности С-75 с толщиной стенок  $\delta = 9.19 \text{ мм}$ , для которых  $P_{кр} = 36.2 \text{ МПа}$ ,  $P_p = 2518 \text{ кН}$ ,  $P_\delta = 46,8 \text{ МПа}$ ,  $q_5 = 38,22 \text{ кгс/м}$ .

Допустимая глубина спуска пятой секции:

$$Z_2 \leq \frac{P_{кр5} \cdot Z_c}{P_{и.н.б.}} \leq \frac{36.2}{60.5} \cdot 3861 \leq 2662 \text{ м} \quad (20)$$

Округлим до 2665, тогда длина четвертой секции:

$$l_2 = 2975 - 2665 = 310 \text{ м}$$

Вес четвертой секции:

$$G_2 = 310 \cdot 38,22 \cdot 9.81 = 116,23 \text{ кН}$$

Шестую секцию составим из труб группы прочности J-55 с толщиной стенок  $\delta = 9.19 \text{ мм}$ , для которых  $P_{кр} = 29.8 \text{ МПа}$ ,  $P_p = 1846 \text{ кН}$ ,  $P_\delta = 34,3 \text{ МПа}$ ,  $q_5 = 38,22 \text{ кгс/м}$ .

Допустимая глубина спуска шестой секции:

$$Z_4 \leq \frac{P_{кр6} \cdot Z_c}{P_{и.н.б.}} \leq \frac{29.8}{60.5} \cdot 3861 \leq 2191 \text{ м} \quad (21)$$

Округлим до 2185, тогда длина пятой секции:

$$l_3 = 2665 - 2185 = 480 \text{ м}$$

Вес пятой секции:

$$G_3 = 480 \cdot 38,22 \cdot 9.81 = 179,97 \text{ кН}$$

Седьмую секцию составим из труб группы прочности Д исполнения Б с толщиной стенок  $\delta = 9.2 \text{ мм}$ , для которых  $P_{кр} = 23.7 \text{ МПа}$ ,  $P_p = 1800 \text{ кН}$ ,  $P_{\bar{o}} = 38,5 \text{ МПа}$ ,  $q_7 = 38,2 \text{ к}^2/\text{м}$ .

Допустимая глубина спуска седьмой секции:

$$Z_5 \leq \frac{P_{кр6} \cdot Z_c}{P_{и.н.б.}} \leq \frac{22.5}{60.5} \cdot 3861 \leq 1743 \text{ м} \quad (22)$$

Округлим до 1735, тогда длина шестой секции:

$$l_4 = 2185 - 1735 = 450 \text{ м}$$

Вес шестой секции:

$$G_4 = 450 \cdot 38,2 \cdot 9.81 = 168,6 \text{ кН}$$

Общий нарастающий вес колонны:

$$G_{об} = G_1 + G_2 + G_3 + G_4 + G_5 + G_6 \quad (23)$$

$$G_{об} = 54.05 + 165,7 + 367.4 + 116,23 + 179,97 + 168,9 = 1051,95 \text{ кН}$$

Вычислим допустимую длину седьмой секции:

$$l_5 = \frac{[P]_{рк} - G_{об}}{q_7 \cdot g} = \frac{1800 - 1051,95}{38,2 \cdot 9,81} = 1996 \text{ м} \quad (24)$$

Достаточной является длина пятой секции  $l_5 = 1735 \text{ м}$ , тогда вес седьмой секции:

$$G_7 = 38,2 \cdot 1735 \cdot 9.81 = 650,1 \text{ кН}$$

Таблица 11 – Конструкция промежуточной колонны

Номер секции	Интервал глубин, м	Длина секции, м	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Вес, кН
1	3861-2975	886	С-95	10,36	367.4
2	2975-2665	310	С-95	9,19	116.23
3	2665-2185	480	С-75	9,19	179.97
4	2185-1735	450	Ј-55	9,19	168.6
5	1735-0	1735	Д	9,2	650.1
Итого:		3861			1702.05

### 3.1.3. Расчет первой промежуточной колонны

Глубина спуска  $H = 2600$  м.

Наружный диаметр промежуточной колонны  $D_k = 245$  мм.

В интервале 1800 – 1850 м залегают породы склонные к вспучиванию,

Объемная плотность толщи пород равна  $\rho_{zn} = 2100 \text{ кг/м}^3$  с пластовым давлением 68 МПа; выше пластовые давления гидростатические.

Плотность опресовочной жидкости  $\rho_{он} = 1500 \text{ кг/м}^3$ .

Избыточное давление на устье  $P_{и.н.} = 0$

На глубине  $Z = 2600$  м:

$$P_{и.н.} = (\rho_{бp} \cdot H + (\rho_{цp} - \rho_{бp}) \cdot Z_c) \cdot g \cdot (1 - k). \quad (25)$$

$$P_{и.н.} = (1100 \cdot 2600 + 750 \cdot 2600) \cdot 9.81 \cdot (1 - 0.3) = 33,03 \text{ МПа}.$$

На глубине  $Z = 1775$  м, вблизи кровли породы склонной к вспучиванию:

$$P_{и.н} = (\rho_{zn} \cdot Z - \rho_{бp} \cdot (Z - H)) \cdot g. \quad (26)$$

$$P_{и.н} = (2100 \cdot 1775 - 1100 \cdot (1775 - 2600)) \cdot 9.81 = 45.46 \text{ МПа}.$$

На глубине  $Z = 1875$  м, ниже кровли той же породы:

$$P_{и.н} = (2100 \cdot 1875 - 1100 \cdot (1875 - 2600)) \cdot 9.81 = 46.45 \text{ МПа}.$$

Избыточные внутренние давления в период опресовки её за один прием. Наибольшее давление на устье в случае закрытого превентора после начала нефтегазопроявления.

$$P_y = P_{пл} - \rho_{бp} \cdot H \cdot g \cdot 10^{-6}, \quad (27)$$

$$P_y = 80 - 1100 \cdot 9.81 \cdot 4700 \cdot 10^{-6} = 29.2 \text{ МПа}$$

Давление у устья при опресовки колонны:

$$P_{он} = P_y \cdot 1,1 = 29.28 \cdot 1,1 = 32,2 \text{ МПа} \quad (28)$$

Избыточное давление у башмака колонны:

$$P_{и.в.д.} = (P_{он} - (\rho_{цp} - \rho_{бp}) \cdot H \cdot g) \cdot (1 - k), \quad (29)$$



$$P_{и.в.д.} = (32.2 - (1850 - 1500) \cdot 2600 \cdot 9.81 \cdot 10^{-6}) \cdot (0.7) = 16.29 \text{ МПа}$$

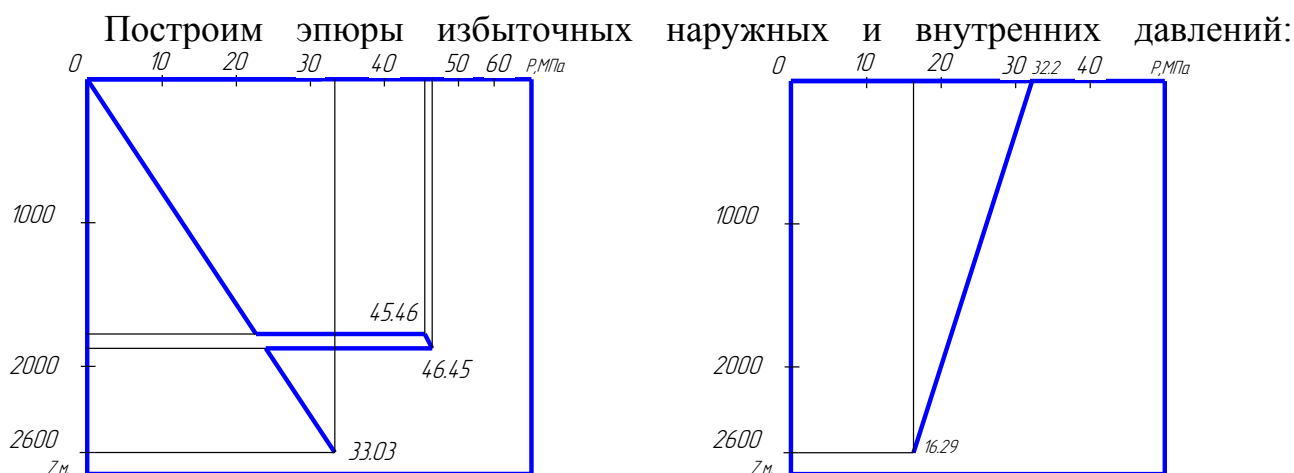


Рисунок 18 – Эпюры избыточных наружных и внутренних давлений.

Первую снизу секцию составим из труб группы прочности Д исполнения Б с толщиной стенок  $\delta = 12.7$  мм, для которых  $P_{кр} = 39.6$  МПа,  $P_p = 2350$  кН,  $P_{\delta} = 51.5$  МПа,  $q_1 = 51.5$  к<sup>2</sup>/м.

Вторую секцию составим из труб группы прочности Д исполнения Б с толщиной стенок  $\delta = 10,4$  мм, для которых  $P_{кр} = 29.2$  МПа,  $P_p = 2000$  кН,  $P_{\delta} = 42.5$  МПа,  $q_2 = 42.8$  к<sup>2</sup>/м.

Допустимая глубина спуска второй секции:

$$Z_2 \leq \frac{P_{кр2} \cdot Z_c}{P_{и.н.б.}} \leq \frac{29.2}{33.03} \cdot 2600 \leq 2298 \text{ м} \quad (30)$$

Округляем  $Z_2 = 2295$  м

Длина первой секции:

$$l_1 = 2600 - 2295 = 305 \text{ м}$$

Вес первой секции:

$$G_1 = 305 \cdot 51.5 \cdot 9.81 = 154.09 \text{ кН}$$

Длина второй секции:

$$l_2 = 2295 - 1875 = 420 \text{ м.}$$

Вес второй секции:

$$G_2 = 420 \cdot 42.8 \cdot 9.81 = 176.34 \text{ кН.}$$

Третья секция перекрывает породы склонные к вспучиванию, её составим из труб прочности М с толщиной стенок  $\delta = 15,9 \text{ мм}$ , для которых  $P_{кр} = 53,1 \text{ МПа}$ ,  $P_p = 7400 \text{ кН}$ ,  $P_{\sigma} = 86,5 \text{ МПа}$ ,  $q_3 = 89,5 \text{ к}^2/\text{м}$ .

Длина третьей секции:

$$l_3 = 100 \text{ м.}$$

Вес третьей секции:

$$G_3 = 100 \cdot 89,5 \cdot 9,81 = 87,79 \text{ кН}$$

Четвертую секцию составим из труб группы прочности Д исполнения Б с толщиной стенок  $\delta = 9,2 \text{ мм}$ , для которых  $P_{кр} = 23,7 \text{ МПа}$ ,  $P_p = 1800 \text{ кН}$ ,  $P_{\sigma} = 38,5 \text{ МПа}$ ,  $q_3 = 38,2 \text{ к}^2/\text{м}$ .

Допустимая глубина спуска третьей секции:

$$Z_4 \leq \frac{P_{кр4} \cdot Z_c}{P_{и.н.б.}} \leq \frac{23,7}{33,03} \cdot 2600 \leq 1865 \text{ м} \quad (31)$$

Достаточной является длина четвертой секции  $l_4 = 1775 \text{ м}$ , тогда вес пятой секции:

$$G_4 = 38,2 \cdot 1775 \cdot 9,81 = 665,1 \text{ кН}$$

Общий вес первой промежуточной колонны:

$$G_{об} = G_1 + G_2 + G_3 + G_4 \quad (32)$$

$$G_{об} = 154,09 + 176,34 + 87,79 + 665,1 = 1083,32 \text{ кН}$$

Таблица 12 – Конструкция первой промежуточной колонны

Номер секции	Интервал глубин, м	Длина секции, м	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Вес, кН
1	2600-2295	305	Д	12,7	54.05
2	2295-1875	420	Д	10,4	165.7
3	1875-1775	100	М	15,9	367.4
4	1775-0	1775	Д	9,2	116.23
Итого:		2600			1083.32

### 3.1.4. Выбор бурового оборудования

Наибольшую нагрузку БУ будет испытывать при спуске 178-мм промежуточной колонны. Максимальная вертикальная нагрузка от веса промежуточной колонны.

$$P_{max} = 1702.05 \text{ кН}$$

Для бурения данной скважины наиболее рационально использовать установку БУ 5000/320 ДГУ. Так как глубина бурения 4300 м, а вес колонн не превышает 3200. Данная установка полностью удовлетворяет требованиям.

Таблица 13 – Основные параметры буровой установки БУ 5000 ДГУ

Допускаемая нагрузка на крюке, кН	3200
Условная глубина бурения, м	5000
Скорость подъема крюка при расхаживании колонны, м/с	0,2
Скорость подъема элеватора (без нагрузки), м/с, не менее	1,82
Расчетная мощность на входном валу подъемного агрегата, кВт	1100
Диаметр отверстия в столе ротора, мм	700
Расчетная мощность привода ротора, кВт, не более	370
Мощность бурового насоса, кВт	950
Вид привода	ДГ
Высота основания (отметка пола буровой), м	8,0

Таблица 14 – Основные характеристики кронблока УКБА-6-400

Показатели	УКБА-6-400
Максимальная нагрузка, к Н	4000
Число канатных шкивов	6
Диаметр каната, мм	35
Диаметр шкива, мм	1400
Диаметр шкива по дну канавки, мм	1285
Длина	4390
Ширина	3190
Высота	2200

### 3.2. Расчет обсадных труб на внутреннее давление

Для тонкостенных труб, допуская равномерное распределение напряжений по толщине стенки, пользуются формулой Мариотта:

$$P = \frac{2 \cdot \delta \cdot \sigma}{D_B}, \quad (33)$$

где  $D_B$  - внутренний диаметр трубы.

Более точное решение вопроса о распределении напряжений по толщине стенки дает формула Ламе, по которой максимальное напряжение возникает на внутренней поверхности трубы, а минимальное на внешней:

$$\sigma_{max} = P \cdot \frac{R^2 + r^2}{R^2 - r^2}, \quad (34)$$

В США для расчетов на внутреннее давление формулу Барлоу:

$$\sigma = \frac{P \cdot D_H}{2\delta}, \quad (35)$$

которая отличается от формулы (33) использованием наружного диаметра, за счет чего получают более высокие значения внутренних давлений.

Поверочные расчеты обсадных труб на внутреннее давление необходимо производить с учетом давлений, возникающих при опрессовке труб, цементированиях, гидравлических разрывах пластов, внутренних давлений в процессе эксплуатации скважин (особенно газовых) при нагнетании воды в пласт и др.

При креплении нефтяных и газовых скважин нередко случаи нарушения труб. Основными причинами аварий являются заводские дефекты изготовления (трещины, плены, раковины, попадание горячей окалины с поверхности болванки в тело трубы, высокие остаточные напряжения и др.).

Существующие нормы заводской опрессовки обсадных труб не позволяют в значительной мере выявить эти дефекты, так как используемые давления вызывают напряжения в стенках труб меньшие, чем от нагрузок, испытываемых трубами в скважине. В ГОСТ 632—57 гидравлическое давление испытания обсадных труб определяется по формуле:

$$P = \frac{2 \cdot \delta \cdot R_z}{D}, \quad (36)$$

где  $\delta$  – толщина стенки в см,  $D$  - наружный диаметр трубы в см,  $R_z$  – допускаемое напряжение в кГ/см<sup>2</sup> (таблица 15)

Таблица 15 – Допускаемое напряжение

	Марка стали						
	А	С	Д	Ем	Е	Л	М
$R_z$ , кГ/см <sup>2</sup>	1100	1300	1700	2000	2200	2600	3000

В ГОСТ 632—64 величина гидравлического давления испытания определяется группой прочности стали трубы и длиной резьбы. В этом ГОСТ максимальная величина внутреннего давления для труб из стали С и Д с

короткой и нормальной резьбой была повышена до 250 кг/см<sup>2</sup>, что, однако, также недостаточно для контроля прочностных показателей многих размеров труб. Для труб с короткой, нормальной и удлиненной резьбой из стали групп прочности К, Е, Л, М, а также для труб с удлиненной резьбой из стали группы прочности Д гидравлические давления испытания в ГОСТ 632—64 увеличены до необходимых величин, определяемых по формуле (кг/см<sup>2</sup>):

$$P = \frac{200 \cdot s \cdot R}{D}, \quad (37)$$

где  $s$  — номинальная толщина стенки в мм;  $D$  — наружный диаметр трубы в мм;  $R$  — допустимое напряжение в кг/см<sup>2</sup> (для труб с наружным диаметром до 219 мм равно 0,8 от предела текучести, а для труб с наружным диаметром более 219 мм — 0,6) [21].

По формуле (35) рассчитываем гидравлическое давление испытания обсадных труб с внутренним диаметром 127 мм, толщиной стенки 10,7 мм, марки стали Д, при которой допустимое напряжение 167 МПа

$$P = \frac{2\delta R_z}{D} = \frac{2 \cdot 0,0107 \cdot 166713050}{0,0127} = 281 \text{ МПа.}$$

$P=281$  МПа — опрессовочное давление, после изготовления трубы. Для того чтобы проверить качество производства колонн. Если качество низкое, то труба лопнет (рис.19).

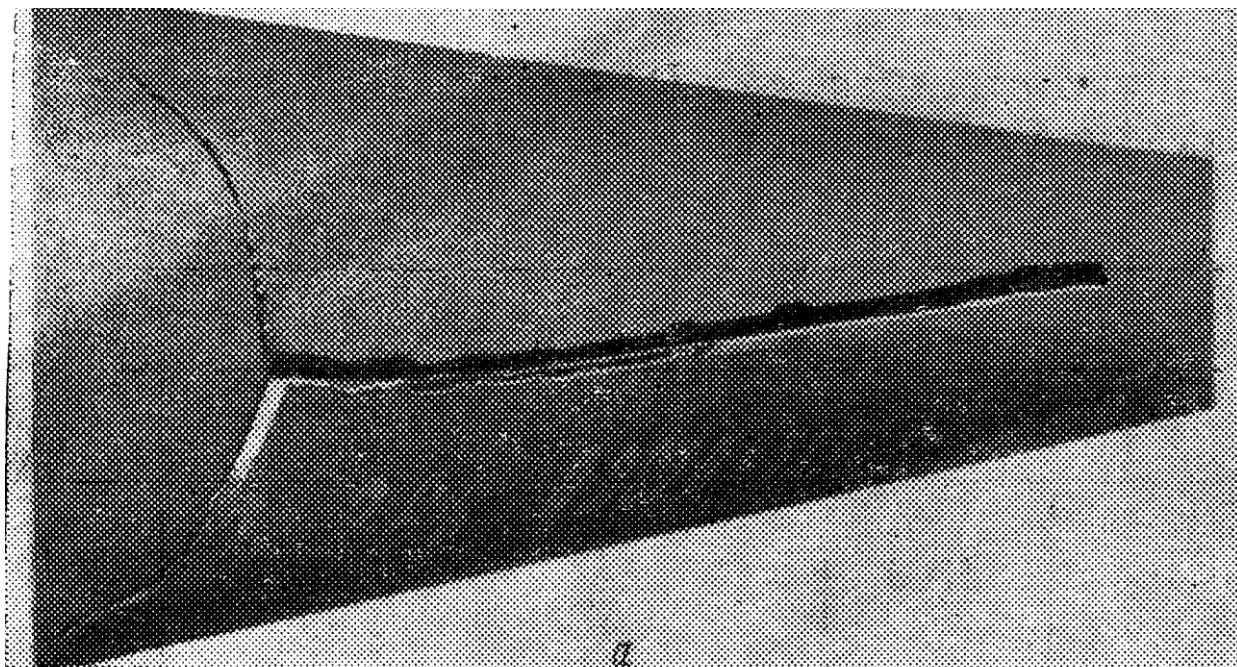


Рисунок 19 – Обсадная труба лопнувшая при опрессовке.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Протирание колонн ведет к разрушению резьбового соединения труб, их смятию, и создаются препятствия свободному прохождению бурильной колонны. Согласно анализу причин истирания стенок обсадных труб, выполненных на основе результатов ремонтно-восстановительных работ, было установлено, что чем больше выход бурильной колонны из-под башмака предыдущей обсадной колонны и чем больше кривизна скважины, тем больше вероятность протирания обсадной колонны [22]. Бурильная колонна вырабатывает в стенках обсадной колонны при спускоподъемных операциях односторонний желоб, поперечное сечение которого представляет собой круг диаметром, равным диаметру бурильных замков эксплуатирующейся бурильной колонны. Протирание таких колонн может быть обнаружено только при проведении геофизических работ в скважине.

Протирание стенок труб обсадных колонн в значительной степени зависит от использования на бурильных трубах предохранительных резиновых колец, протекторов, закрепленных по длине трубы. Их отсутствие, особенно при бурении и эксплуатации наклонных и горизонтальных нефтяных и газовых скважин, приводит к значительному увеличению износа обсадных труб [21,23]. При установке на бурильные трубы протектор выступает за наружный диаметр замковых соединений, тем самым предотвращая металлический контакт со стенками обсадной колонны. Это снижает величину контактного давления, а отсутствие непосредственного контакта стенок трубы с бурильными замками практически полностью исключают износ последних.

Однако, протекторы сами подвергаются постоянной нагрузке при трении о стенки труб. Циклическое действие сил при спуске и подъеме бурового инструмента, воздействие абразивных частиц, значительные силы трения приводит к их частому износу.

Целью данной работы было нахождение эффективного способа защиты обсадных труб от износа элементами бурильных труб и их соединениями и создания более благоприятных эксплуатационных условий разработки скважины при спуско-подъемных операциях.

Для этого в данной работе:

- 1) Проведен информационно-патентный анализ причин износа внутренних стенок обсадных колонн и методов его снижения.
- 2) Рассмотрен метод применения протекторной защиты для снижения износа, изучены отечественные и зарубежные конструкции протекторов и протекторов-центраторов.
- 3) Рассмотрено и представлено: 10 патентов отечественного производства, 2 протектора зарубежного происхождения, 2 протектора-центратора применяемые в настоящий период.
- 4) Отобраны наиболее актуальные прототипы с целью модернизации его конструкции. На основе их разработана конструкция протектора для

установки перед замковым соединением бурильных труб, более удобная и упрощенная.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Булатов, АИ. Справочник инженера по бурению/ А.И.Булатов, А.Г.Аветисов. В 2 т. – М.: Недра, 1985. – Т.1. – 414 с.
2. Износ обсадной колонны в наклонных и многозабойных скважинах [электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.rucont.ru/file.ashx?guid=82aacb95-ce71-416e-ac56-34eb790893d7>
3. Трубы нефтяного сортамента: Справочник / под общ. ред. А.Е.Сарояна. – М.: Недра, 1987. – 488 с.
4. Пат. 11258 Российская Федерация, МПК6 E21B17/10. Протектор-центратор/И. Я. Ключин; заявитель и патенто-обладатель И. Я. Ключин. – № 98121272/20; заявл.: 24.11.1998; опубл.: 16.09.1999, Бюл. № 54 – 4 с.
5. Пат. 2093658 Российская Федерация, МПК 6 E21B17/10. Протектор для обсадной колонны / Измайлов Л. Б., Иващенко Н. Н.; заявитель и патенто-обладатель: Измайлов Л. Б., Иващенко Н. Н. – № : 4938587/03; заявл.: 24.05.1991; опубл.: 20.10.1997, Бюл. № 29 – 2 с.
6. Пат. 2107145 Российская Федерация, МПК 6 E21B17/10. Протектор для обсадной колонны / Косков В.Д., Шкрабак В.С., Юрков М.М., Полишко Г.Ю., Бочаров Л.Н.; заявитель и патенто-обладатель: Санкт-Петербургский государственный аграрный – № : 96101511/03; заявл.: 25.01.1996; опубл.: 20.03.1998, Бюл. № 32– 4 с.
7. Пат. 2123100 Российская Федерация, МПК 6 E21B17/10. Протектор для бурильных ТРУБ / Селиханович А.М., Тамаркин В.Ф., Горонович С.Н., Кошторев Н.И., Бобылев Г.Г. заявитель и патенто-обладатель: Волго-Уральский научно-исследовательский и проектный институт предприятия "Оренбурггазпром", РАО "Газпром – № : 96119206/03; заявл.:25.09.1996; опубл.: 10.12.1998, Бюл. № 10– 3 с.
8. Пат. 2146325 Российская Федерация, МПК 6 E21B17/10. Протектор клиновой / Устюжанин В.Т.заявитель и патенто-обладатель: Устюжанин В.Т.– №: 98112054/03; заявл.: 24.06.1998; опубл.: 10.03.2000, Бюл. № 3– 3 с.
9. Пат. 2288341 Российская Федерация, МПК 6 E21B17/10. Устройство для предохранения от взаимного истирания труб бурильных и обсадных / Шишлянников А. Н., Сторублевцев В. П..заявитель и патенто-обладатель: Общество с ограниченной ответственностью "ИНТОВ" (ООО "ИНТОВ") – №: 2005118700/03; заявл.: 16.06.2005; опубл.: 27.11.2006, Бюл. №– 3 с.
10. Inc, W.W.T.I. Non Rotating Protectors. 2011 [cited 2011 31.01.2011]; Available from: <http://www.wwtco.com/protectors.html>.
11. Inc, Protech CRB™ Centralizers. 2010 [03.10.2011]; Available from: <http://www.halliburton.com>.
12. Пат. 2422615 Российская Федерация, МПК 6 E21B17/10. Центратор для обсадной колонны/ Копытов Г. М. ,Копытов А. Г .заявитель и патенто-



обладатель: Копытов Г. М. – №: 2009131623/03; заявл.: 20.08.2009; опубл.: 27.02.2011, Бюл. №– 2 с.

13. Пат. 2260667 Российская Федерация, МПК 6 E21B17/10. Центратор обсадной колонны/ Кисленко Н.Ф.; заявитель и патенто-обладатель: Кисленко Н.Ф.– №: 2004114342/03; заявл.: 1.05.2004; опубл.: 20.09.2005, Бюл. №17– 2 с.

14. Пат. 2054518 Российская Федерация, МПК 6 E21B17/10. Ниппельный и межсекционный стабилизатор/ Петров Н. А., Мухаметшин М. М.; заявитель и патенто-обладатель: Петров Н. А., Мухаметшин М. М. – №: 93008807/03; заявл.: 17.02.1993; опубл.: 20.02.1996, Бюл. №17– 2 с.

15. Пружинный кабельный протектор [электронный ресурс]. Режим доступа: <http://zh.b24online.com/products/b2b/pruzhinnyi-kabelnyi-protector-165453.html>.

16. Протектор пружинный ПП-1Н73 [электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.kznamya.ru/katalog-produkcii/protector-pruzhinnyy-pp-1n73.html>.

17. Курсовая работа: Протекторная защита магистральных трубопроводов от коррозии. Выполнила: Шаповалова Т. С.; Проверил: Орехов В. В.. Москва 2007 г.-32 с.

18. Трение, изнашивание и смазка: Справочник. В 2-х кн./Под ред. Т66 И. В. Крагельского, В. В. Алисина,—М.: Машиностроение, 1978 - - Кн. 1. 1978. 400 с.

19. Булатов А.И. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин.: учеб. для вузов/ Булатов А.И., Проселков Ю.М., Шаманов С.А.- М.ООО «Недра-Бизнесцентр» 2003-1007с.

20. Муравьев К. А., Исследование коррозионно-механической стойкости нефтяного оборудования/ Муравьев К. А// Международный научный журнал «символ науки».-2016-№2- 51-58с.

21. Гайворонский, А.А. Расчет и технология крепления нефтяных и газовых скважин / А.А.Гайворонский. - М.: Изд-во "Недра",1980. -336 с.

22. Трубы нефтяного сортамента: Справочник / под общ. ред. А.Е.Сарояна. – М.: Недра, 1987. – 488 с.

23. Кисельман, М.И. Износ и защита обсадных колонн при глубоком бурении / М.И.Кисельман. – М.:Недра, 1971. –208 с.

## **ПРИЛОЖЕНИЕ А**